Flexibilität durch Prognose

dargestellt am Beispiel eines adaptiven
Regressionsmodells zur (kurzfristigen)
Stromverbrauchsprognose und -analyse

Dissertation
zur Erlangung des Grades eines
Doctor rerum politicarum
des Fachbereichs Wirtschafts- und Sozialwissenschaften
der Universität Dortmund

Vorgelegt von
Diplom-Kaufmann
Helmut Edelmann
Dortmund 1987

UNIV.
LEIDEN
BIBL.

FLEXIBILITÄT DURCH PROGNOSE

DARGESTELLT AM BEISPIEL EINES ADAPTIVEN REGRESSIONSMODELLS ZUR (KURZFRISTIGEN) STROMVERBRAUCHSPROGNOSE UND -ANALYSE

DISSERTATION

ZUR ERLANGUNG DES GRADES EINES

DOCTOR RERUM POLITICARUM

DES FACHBEREICHS WIRTSCHAFTS- UND SOZIALWISSENSCHAFTEN

DER UNIVERSITÄT DORTMUND

VORGELEGT VON

DIPLOM KAUFMANN

HELMUT EDELMANN

DORTMUND 1987

I N H A L T S V E R Z E I C H N I S

Gliederung i

Verzeichnis der Abbildungen vi

Verzeichnis der Übersichten .....

Verzeichnis der Abkürzungen xx

Text der Arbeit .....

Anhang 4

Literaturverzeichnis 4

G L I E D E R U N G

1. Problemstellung und theoretische Grundüberlegungen 1

1.1 Der methodische Weg: Forschung durch Entwicklung 5

1.2 Der Gegenstand der Arbeit: das Elektrizitätsversorgungsunternehmen 9

1.3 Das zentrale betriebswirtschaftliche Problem: Flexibilität 12

1.3.1 Begriffsexplikation zur Flexibilität 13

1.3.2 Alternative Verhaltensmöglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität 20

1.3.3 Flexibilitätsarten 23

1.3.4 Die Voraussetzungen der Flexibilität 32

1.3.5 Flexibilitätsmaße 37

1.3.6 Zusammenfassung - die Einordnung der Arbeit in die gesamte Flexibilitätsproblematik 40

1.4 Der Anknüpfungspunkt: zum Prognose-Planung-Anpassung Prozeß 41

2. Die Notwendigkeit einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse zur Steigerung der Flexibilität in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen 54

2.1 Der Zusammenhang zwischen der Flexibilität und dem Zielsystem eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens 54

2.1.1 Das Zielsystem eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens 54

2.1.2 Gründe für eine stärkere Beachtung des Flexibilitätsziels in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und die damit verbundenen Flexibilitätsphänomene 62

2.1.2.1 Rechtliche Gründe 62
2.1.2.2 Betriebswirtschaftliche Gründe 68
2.1.2.3 Volkswirtschaftliche Gründe 74
2.1.2.4 Gesellschaftspolitische Gründe 78

2.1.3 Zusammenfassende Beurteilung des Flexibilitätsziels für ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen .. 79

2.2 Der (grundsätzliche) Zusammenhang zwischen einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und der Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens .....

2.2.1 Der Aufbau der Unternehmungsplanung in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen .....

2.2.2 Die Charakteristika in der Unternehmungsplanung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens .....

2.2.3 Die Stellung der (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose innerhalb der Unternehmungsplanung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens .....

2.3 Zusammenfassung .....

3. Die Möglichkeiten zur Gestaltung eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells 1

3.1 Konzeptionalisierung 1

3.2 Die Gestaltungsmöglichkeiten einer Stromverbrauchsprognose 1

3.2.1 Der Prognosegegenstand 1

3.2.2 Das Stromverbrauchsprognoseverfahren..... 1

3.2.3 Die Gestaltungsmöglichkeiten zu den Aussagen einer Stromverbrauchsprognose 1

3.2.4 Die Interdependenzen zwischen den einzelnen Gestaltungsdimensionen 1

3.3 Das Prognosesystem 1

3.3.1 Die Interdependenzen zwischen den verschiedenen Stromverbrauchsprognosen - der strukturelle Aspekt des Prognosesystems 1

3.3.2 Der Prognoseprozeß 1

3.3.3 Der Reifegrad einer Prognose 1

3.4 Modelle zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse 1

4. Das gewählte (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell 1

4.1 Grundlegende konzeptionelle Gedanken zum gewählten Modell (der Prognosegegenstand) 1

4.2 Das verwendete Prognose- und Analysemodell zum Stromverbrauch (das Prognoseverfahren) 1

4.2.1 Das verwendete Grundmodell zur Erklärung des Stromverbrauchs 153

4.2.2 Die (kurzfristigen) Determinanten des Stromverbrauchs 155

4.2.2.1 Die Ableitung der Determinanten des Stromverbrauchs am Beispiel der Haushaltskunden 156
4.2.2.2 Die Erklärungskraft der abgeleiteten Determinanten des Stromverbrauchs für die übrigen Verbrauchsgruppen 163
4.2.2.3 Die (modellmäßige) Verknüpfung der Determinanten des Stromverbrauchs 171
4.2.2.4 Alternative Modellansätze 175
4.2.2.5 Der adaptive Charakter des verwendeten Regressionsverfahrens 177

4.2.3 Die (statistische) Validierung des Erklärungsmodells 178

4.2.4 Die Erweiterung des Erklärungsmodells zum Stromverbrauch um eine autoregressive Komponente 188

4.2.5 Die (statistische) Validierung des erweiterten Erklärungsmodells zum Stromverbrauch 190

4.2.6 Die Überprüfung des Annahmesystems des Regressionsansatzes 205

4.2.7 Das verwendete Prognosemodell 215

4.3 Die Art des Modells (die Prognoseaussagen) 218

4.4 Das Gesamtmodell - ein zusammenfassender Überblick (das Prognosesystem) 220

4.4.1 Die Einbindung des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognosemodells in eine übergeordnete Langfristprognose - der strukturelle Aspekt des Prognosesystems 220

4.4.2 Der im Modell enthaltene Prognoseprozeß 221

4.4.3 Der Reifegrad des gewählten Modells 229

5. Die Wirkungen des gewählten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells 231

5.1 Die Ableitung von Effizienzindikatoren 232

5.2 Die Auswirkungen der strukturellen Gestaltung des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (Struktureffizienz) 235

5.2.1 Der Einfluß des Prognoseverfahrens auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens 236

5.2.2 Einfluß der Prognoseaussagen auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens .. 243

5.3 Die Auswirkungen der prozessualen Gestaltung des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (Prozeßeffizienz) 247

5.4 Die Auswirkungen der Ergebnisse des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (Ergebniseffizienz) 251

5.5 Die Auswirkungen des Reifegrades des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (Gesamteffizienz) 261

6. Die (EDV-mäßige) Realisierung des gewählten Modells zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen 263

6.1 Grundsatzfragen der (EDV-technischen) Realisierung 263

6.2 Das Grobkonzept der (EDV-technischen) Realisierung 268

6.3 Ausgewählte Einzelprobleme der (EDV-technischen) Realisierung 272

6.3.1 Probleme der Dialoggestaltung 272

6.3.2 Probleme der Dateneingabe - die Aktualisierung der Daten 278

6.3.3 Probleme der Prognosemodellerstellung 283

6.3.3.1 Die Aufstellung der Regressionsmodelle 283
6.3.3.2 Die Behandlung von Sondereinflüssen 283

6.3.4 Probleme der Prognoseaufstellung 287

6.3.4.1 Die Kalendererzeugung 287
6.3.4.2 Die Temperatursimulation 288
6.3.4.3 Die Konjunkturprognose 296

6.4 Zusammenfassung 308

7. Die Überprüfung der Modellwirkungen im Rahmen einer beispielhaften Modellanwendung 310

7.1 Fallbeschreibung 310

7.1.1 Die grundsätzliche Vorgehensweise in der beispielhaften Modellanwendung 310

7.1.2 Das derzeit in der Pilotunternehmung realisierte Verfahren zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse 311

7.1.3 Die für das gewählte Modelle unterstellten Prämissen 312

7.1.4 Zusammenfassung - die getesteten Alternativen und der (zeitliche) Ablauf der beispielhaften Modellanwendung 315

7.2 Die Ergebnisse der (beispielhaften) Modellrechnungen und deren Interpretation 317

7.2.1 Die Prognose des Stromverbrauchs für 1986 317

7.2.1.1 Die Prognoseergebnisse im einzelnen 317
7.2.1.2 Zusammenfassung: die Stromverbrauchsprognose für 1986 340

7.2.2 Die Ex-Post-Prognosen für 1986 350

7.2.3 Die Ergebnisse der Abweichungsanalysen 363

7.2.3.1 Die Ergebnisse der Soll-Ist-Vergleiche 363
7.2.3.2 Die Ergebnisse aus dem Vergleich zum Vorjahr 383

7.2.4 Die Analyse der Erklärungsmodelle 389

7.3 Zusammenfassende Auswertung der beispielhaften Modellanwendung 392

8. Zusammenfassende Retro- und Prospektive 395

8.1 Rückblickende Zusammenfassung: Grenzen und Möglichkeiten der adaptiven Regressionsanalyse 395

8.2 Die (wesentlichen) Ergebnisse und Erkenntnise der Arbeit 398

8.2.1 Unternehmerische - pragmatische Ebene 398

8.2.2 Modellebene 400

8.2.2.1 Erweiterungsmöglichkeiten des Modells 400
8.2.2.2 Empfehlungen zur Modellanwendung 408

8.2.3 Betriebswirtschaftlich - theoretische Ebene 412

V E R Z E I C H N I S D E R A B B I L D U N G E N

Nr.	Abbildungstext	Seite
Abb.1-1:	Auslastungsgrad der verfügbaren Kraftwerksleistungen und Änderung des Netto-Stromverbrauchs zum Vorjahr für die öffentliche Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland	
Abb.1.1-1:	Der Aufbau der Arbeit und die wesentlichen Zusammenhänge zwischen den einzelnen (Haupt-) Kapiteln	
Abb.1.2-1:	Die Versorgungsgebiete der acht bundesdeutschen Verbundunternehmen	1
Abb.1.3-1:	Der Zusammenhang zwischen Umweltveränderung und Anpassungsprozeß	2
Abb.1.3-2:	Die Bestandteile der Grunddimension	2
Abb.1.3-3:	Reaktionsdauer bei einer Systemanpassung	3
Abb.1.4-1:	Flexibilität in Abhängigkeit vom Grad der Voraussicht	4
Abb.2.1-1:	Schematische Darstellung des für die Begründung des Ziels Energieeinsparung relevanten Ausschnitts aus dem energiepolitischen Zielsystem	5
Abb.2.1-2:	Stufenweise Anpassung der Elektrizitätserzeugung an den Elektrizitätsbedarf	6
Abb.2.1-3:	Kraftwerkseinsatz und Lastbereiche	7
Abb.2.1-4:	Grundsätzliche Netzformen für Verteilungsnetze	7
Abb.2.2-1:	Die (wesentlichen) Interdependenzen zwischen den Teilplänen einer Unternehmungsplanung in einem EVU	8
Abb.2.2-2:	Die unternehmerische Gesamtplanung	8
Abb.2.3-1:	Typischer Verlauf des Stromverbrauchs im Zeitablauf	10
Abb.3.2-1:	Zeitliche Aspekte einer Prognose	11
Abb.3.2-2:	Die grundsätzlichen Alternativen einer Stromverbrauchsprognose aus zeitlicher Sicht	11

Abb.3.2-3: Der Prognosegegenstand von Stromverbrauchsprognosen 121

Abb.3.2-4: Die Interdependenzen zwischen den einzelnen Teilaspekten des Stromverbrauchsprognosegegenstandes ... 122

Abb.3.3-1: Ablauf des Prognoseprozesses 128

Abb.4.2-1: Unterstellter Zusammenhang zwischen dem spezifischen Stromverbrauch eines Gerätes und dem technologischen Entwicklungsstand 161

Abb.4.2-2: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die gesamte Landesversorgung der VEW (1981 - 1985) 180

Abb.4.2-3: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die mittelbare Versorgung der VEW (1981 - 1985) 181

Abb.4.2-4: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für den Betriebsverbrauch der VEW (1981 - 1985) 181

Abb.4.2-5: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Tarifkunden der VEW (1981 - 1985) 182

Abb.4.2-6: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Gewerbekunden der VEW (1981 - 1985) 182

Abb.4.2-7: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Kunden der Öffentlichen Einrichtungen der VEW (1981 - 1985) 183

Abb.4.2-8: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Verkehrskunden der VEW (1981 - 1985) 183

Abb.4.2-9: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Industriekunden der VEW (1981 - 1985) 184

Abb.4.2-10: Bestimmtheitsmaß und Durbin-Watson-Statistik für die Landesversorgung auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1985 (KFN = 90%; BW = 48; MAV = K) 197

Abb.4.2-11: F-Werte für die Modelle der Tarifkunden, des Gewerbes u.a. und der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MAV = K) ... 198

Abb.4.2-12: Durbin-Watson-Werte für die Modelle der Tarifkunden, des Gewerbes u.a. und der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MAV = K) 198

Abb.4.2-13: Bestimmtheitsmaße für die Modelle der Tarifkunden, des Gewerbes u.a. und der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MAV = K) 19

Abb.4.2-14: Residuen des Regressionsmodells für den Stromverbrauch der öffentlichen Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K) 20

Abb.4.2-15: Partielle Residuen vs. Heizgradtage - öffentliche Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K) 20

Abb.4.2-16: Partielle Residuen vs. Anzahl der Arbeitstage - öffentliche Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K) 20

Abb.4.2-17: Partielle Residuen vs. Anzahl der Ferientage - öffentliche Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K) 20

Abb.4.2-18: Partielle Residuen vs. Sonnenscheindauer - öffentliche Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K) 20

Abb.4.2-19: Gegenüberstellung einer herkömmlichen und einer im Modell verankerten Prognoseerstellung auf Basis einer (multiplen) Regressionsanalyse 21

Abb.4.4-1: (Grob-) Ablauf der im Modell explizit verankerten Schritte zur Erstellung einer (kurzfristigen Stromverbrauchs-) Prognose und Analyse 22

Abb.4.4-2: Grundmodell zur Abweichungsanalyse 22

Abb.5.2-1: Fähigkeit der Prognoseverfahren zur Identifikation von Wendepunkten in Abhängigkeit von der Prognosefrist 23

Abb.5.2-2: Beispielhafte (Stromverbrauchs-) Punktprognose zur Verdeutlichung der Effizienz der Prognoseaussagen 24

Abb.5.2-3: Beispielhafte (Stromverbrauchs-) Intervallprognose zur Verdeutlichung der Effizienz der Prognoseaussage 24

Abb.5.3-1: Rollierende Monatsprognose als Basis einer Fortschrittskontrolle 24

Abb.5.4-1: Die Bestimmung von Wendepunktfehlern 25

Abb.5.4-2: Die Bedeutung von Wendepunktfehlern 25

Abb.5.5-1: Zusammenhang zwischen Reifegrad eines Modells und dem Zielerreichungsgrad (funktionelle Effizienz) ... 26

Abb.6.2-1: Grundstruktur der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells 269

Abb.6.2-2: Verfeinerte Grundstruktur der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells 271

Abb.6.3-1: Teilstruktur Ausgabeteil der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells 275

Abb.6.3-2: Maske zur Auswahl einer Kundengruppe (MAS440) 276

Abb.6.3-3: Grundaufbau einer Maske zur Steuerung des Dialogablaufs 277

Abb.6.3-4: Maske zur Aktualisierung der Stromverbrauchsdaten (MAS110) 279

Abb.6.3-5: Maske zur Aktualisierung der Konjunkturdaten (MAS120) 279

Abb.6.3-6: Maske zur Aktualisierung der Ferientermine (MAS130) 281

Abb.6.3-7: Maske zur Aktualisierung der Heizgradtage (MAS140) . 281

Abb.6.3-8: Maske zur Spezifikation von Sondereinflüssen, deren Ausmaß bekannt ist (MAS230) 284

Abb.6.3-9: Ausgangspunkte der Temperatursimulation (langjährige Monatsmitteltemperaturen) 289

Abb.6.3-10: Tagesmitteltemperaturen eines Kalenderjahres aus denen alternative Temperaturverläufe erzeugt werden 290

Abb.6.3-11: Beispielhafter Temperaturverlauf eines Kalenderjahres nach Berücksichtigung der Grobabweichungen .. 293

Abb.6.3-12: Beispielhafter, endgültiger Temperaturverlauf eines Kalenderjahres 294

Abb.6.3-13: Verdeutlichung des Niveauproblems anhand der (grundsätzlichen) Verlaufsformen des Index der industriellen Nettoproduktion 302

Abb.7.2-1: Verlauf des prozentualen Prognosefehlers auf der Basis des Jahresverbrauchs - gesamte Landesversorgung 1986 319

Abb.7.2-2: Vergleich der untersuchten Prognoseverfahren - Landesversorgung 1986 (Monatsverbräuche) 320

Abb.7.2-3: Vergleich der untersuchten Prognoseverfahren - Betriebsverbrauch 1986 (Monatsverbräuche) 325

Abb.7.2-4: Entwicklung des durchschnittlichen MAF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 344

Abb.7.2-5: Entwicklung des durchschnittlichen MRAF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 345

Abb.7.2-6: Entwicklung der durchschnittlichen MQF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 345

Abb.7.2-7: Entwicklung der durchschnittlichen WMQF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 346

Abb.7.2-8: Entwicklung des Durchschnitts aller WPF1 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 346

Abb.7.2-9: Entwicklung des Durchschnitts aller WPF2 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 347

Abb.7.2-10: Entwicklung des durchschnittlichen MAF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis der Veränderung im monatlichen Verbrauch - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 347

Abb.7.2-11: Entwicklung des durchschnittlichen MQF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis der Veränderung im monatlichen Verbrauch - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 348

Abb.7.2-12: Entwicklung der durchschnittlichen WMQF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis der Veränderung im monatlichen Verbrauch - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986 348

Abb.7.2-13: Verlauf der durchschnittlichen WMQF 1/1986 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 Kundengruppen 1986 - und absolute prozentuale Abweichung der (Monats-) Temperaturen von einem Normaljahr für das Restjahr 350

Abb.7.2-14: Verlauf der Ex-Post-Prognosewerte für die wichtigsten Kundengruppen bei einer herkömmlichen und einer adaptiven Modellversion 353

Abb.7.2-15: Entwicklung des (Ex-Post-) Prognosefehlers (MAF) bei einer Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - Landesversorgung 1986 359

Abb.7.2-16: Entwicklung des (Ex-Post-) Prognosefehlers (MRAF) bei einer Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - Landesversorgung 1986 359

Abb.7.2-17: Entwicklung des (Ex-Post-) Prognosefehlers (MQF) bei einer Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - Landesversorgung 1986 360

Abb.7.2.18: Entwicklung des (Ex-Post-) Prognosefehlers (WMQF) bei einer Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - Landesversorgung 1986 360

Abb.7.2-19: Monatlicher Temperaturfehler für 1986 - gesamte Landesversorgung 365

Abb.7.2-20: Kumulierter monatlicher Temperaturfehler für 1986 - gesamte Landesversorgung 365

Abb.7.2-21: Monatlicher Konjunkturprognosefehler für 1985 und 1986 - gesamte Landesversorgung 366

Abb.7.2-22: Kumulierter monatlicher Konjunkturprognosefehler für 1985 bzw. 1986 - gesamte Landesversorgung 367

Abb.7.2-23: Prozentuale Abweichung der echten Prognosewerte und der Ex-Post-Prognosewerte von den Ist-Werten auf der Basis monatlicher Verbräuche und Verwendung einer Datenbasis 10/1985 - gesamte Landesversorgung 1986 368

Abb.7.2-24: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und Ex-Post-Modellen auf Basis 2/1985 bis 12/1986 - monatliche Verbräuche gesamte Landesversorgung 372

Abb.7.2-25: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und Ex-Post-Modellen auf Basis 2/1985 bis 12/1986 - monatliche Verbräuche kumuliert gesamte Landesversorgung 373

Abb.7.2-26: Die aus zeitlicher Sicht in den Struktur- und Verhaltensänderungen des Soll-Ist-Vergleiches erfaßten Veränderungen 375

Abb.7.2-27: Ausgewiesene unsystematische Schwankungen für 1985 und 1986 auf einer Basis monatlicher Verbräuche und der Verwendung eines Ex-Post-Modells auf Basis von 1/1985 bis 12/1986 - gesamte Landesversorgung 382

Abb.7.2-28: Abweichung im Stromverbrauch aufgrund von Temperaturänderungen zwischen Januar 1986 und Januar 1985 bei der Verwendung verschiedener Regressionsmodelle - gesamte Landesversorgung 384

Abb.8.2-1: Die Stellung der Stromverbrauchsvorhersagen in einem Gesamtunternehmungsmodell eines EVU 401

Abb.8.2-2: System der in einem EVU benötigten (Stromverbrauchs-) Prognosen 403

VERZEICHNIS DER ÜBERSICHTEN

Nr.	Text der Übersicht	Seite
Übersicht 1.2-1:	Die Gliederung der Elektrizitätswirtschaft	10
Übersicht 1.3-1:	Synopse zum Flexibilitätsbegriff	16
Übersicht 3.2-1:	Einteilung der Prognoseverfahren	114
Übersicht 3.2-2:	Eignung des Einsatzes verschiedener Prognoseverfahren bei unterschiedlichen Prognosefristen	119
Übersicht 3.4-1:	Synopse zu den in der Literatur dokumentierten Stromverbauchsprognose- und -analysemodellen	133
Übersicht 4.1-1:	Berechnungsschema der monatlichen Stromverbräuche bei der VEW	148
Übersicht 4.1-2:	(Progressive) Berechnung der jährlichen Stromverbräuche bei der VEW	149
Übersicht 4.1-3:	Aufbau der Monatsberichte zum Stromverbrauch der VEW (Ausschnitt)	151
Übersicht 4.2-1:	Matrix der Kalendereinflüsse (1986)	159
Übersicht 4.2-2:	Die im Modell bei den einzelnen Kundengruppen verwendeten Determinanten des Stromverbrauchs	170
Übersicht 4.2-3:	Werte zur Validierung des Erklärungsmodells (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)	187
Übersicht 4.2-4:	Spektralanalyse für die Residuen des ursprünglichen Erklärungsmodells zum Stromverbrauch am Beispiel der NE-Metallerzeugung	189
Übersicht 4.2-5:	Werte zur Validierung des (erweiterten) Erklärungsmodells (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)	192
Übersicht 4.2-6:	Vergleich der Bestimmtheitsmaße bei unterschiedlichen Verfahren zur Variablenauswahl	195
Übersicht 4.2-7:	Regressionsmodelle der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf Basis 1/1985 - 12/1986 (KFN = 90% ; BW = 48; MVA = K)	200

Übersicht 4.2-8: Prognose 1986 der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MVA = K) 2

Übersicht 4.2-9: Arbeitstabelle zum Goldfeld-Quandt-Test 2

Übersicht 4.2-10: Gegenüberstellung von Durbin-Watson-Statistik und Durbin-h-Statistik für die autoregressiven Modelle auf Basis 12/1985 2

Übersicht 4.2-11: Korrelationsmatrix der unabhängigen Variablen 2

Übersicht 4.2-12: X^2-Anpassungstest auf Normalverteilung für die Residuen der Regressionsmodelle (KFN = 90%; LW = 12/86; BW = 48; MVA = K) 2

Übersicht 4.4-1: Berechungsschema zur Durchführung der Abweichungsanalyse 2

Übersicht 5.2-1: Vergleich ausgewählter Prognoseverfahren im Hinblick auf ihre Eignung zur Identifikation relevanter Wendepunkte in Entwicklungen 2

Übersicht 5.2-2: Zeitbedarf zur Erstellung einer Prognose im Rahmen ausgewählter Prognoseverfahren 2

Übersicht 5.2-3: Benutzerfreundlichkeit ausgewählter Prognoseverfahren 2

Übersicht 5.4-1: Quantitative (Prognose-) Fehlermaße 2

Übersicht 5.4-2: Klassifikation von Wendepunktprognosen und -fehlern 2

Übersicht 5.4-3: Qualitative (Prognose-) Fehlermaße 2

Übersicht 6.3-1: Formen des Dialoges, geordnet nach dem handelnden (Rechner oder Benutzer) Dialogpartner 2

Übersicht 6.3-2: Beispiel zur Erläuterung der Temperatursimulation - langjährige "Tagesmitteltemperaturen" für den Zeitraum 15. bis 22.Dezember 2

Übersicht 6.3-3: Beispiel zur Erläuterung der Temperatursimulation - Temperaturen nach Berücksichtigung der Grobabweichung für den Zeitraum 15. bis 22.Dezember 2

Übersicht 6.3-4: Beispiel zur Erläuterung der Temperatursimulation - endgültig erzeugte Temperaturen für den Zeitraum 15. bis 22.Dezember 2

Übersicht 6.3-5: Monatlicher Index der industriellen Nettoproduktion Bergbau und gesamtes verarbeitendes Gewerbe Januar 1981 bis Februar 1986 (1980 = 100) 297

Übersicht 6.3-6: Prognose der Indizes der industriellen Nettoproduktion für den Bergbau und das gesamte verarbeitende Gewerbe auf Basis 1/1985 bis 12/1986 305

Übersicht 6.3-7: Beurteilung der Konjunkturprognose für den Bergbau und das verarbeitende Gewerbe auf der Basis 1/1985 bis 12/1986 307

Übersicht 7.1-1: (Sachliche) Differenzierung des Prognosegegenstandes im derzeit bei VEW realisierten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognoseverfahren 311

Übersicht 7.1-2: Für die kurzfristige Stromverbrauchsprognose zugrundegelegte Jahresprognosen (Veränderung in % p.a.) 313

Übersicht 7.1-3: Im gewählten Modell zugrundegelegte Konjunkturprognosen (Veränderung der Nettoproduktion in % zum Vorjahr) 314

Übersicht 7.1-4: Die im Rahmen der beispielhaften Modellanwendung durchzuführenden Aktivitäten im Zeitablauf 316

Übersicht 7.2-1: Prognose des Jahresverbrauchs - Landesversorgung 1986 318

Übersicht 7.2-2: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung 1986 ... 321

Übersicht 7.2-3: Differenzen im monatlichen Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Monaten - gesamte Landesversorgung 1986 321

Übersicht 7.2-4: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung 1986 322

Übersicht 7.2-5: Prognose des Jahresverbrauchs - Mittelbare Versorgung 1986 323

Übersicht 7.2-6: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Mittelbare Versorgung 1986 324

Übersicht 7.2-7: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Mittelbare Versorgung 1986 324

Übersicht 7.2-8: Prognose des Jahresverbrauchs - Tarifkunden 1986 326

Übersicht 7.2-9: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Tarifkunden 1986 32

Übersicht 7.2-10: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Tarifkunden 1986 32

Übersicht 7.2-11: Prognose des Jahresverbrauchs Gewerbe u.a. 1986 32

Übersicht 7.2-12: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Gewerbe u.a. 1986 33

Übersicht 7.2-13: Wendepunkt- und Veränderungsfehleren auf der Basis monatlicher Verbräuche - Gewerbe u.a. 1986 33

Übersicht 7.2-14: Prognose des Jahresverbrauchs - öffentliche Einrichtungen 1986 33

Übersicht 7.2-15: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - öffentliche Einrichtungen 1986 .. 33

Übersicht 7.2-16: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - öffentliche Einrichtungen 1986 33

Übersicht 7.2-17: Prognose des Jahresverbrauchs - Verkehr 1986 . 33

Übersicht 7.2-18: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Verkehr 1986 33

Übersicht 7.2-19: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Verkehr 1986 .. 33

Übersicht 7.2-20: Prognose des Jahresverbrauchs - gesamte Industrie 1986 33

Übersicht 7.2-21: Vergleich der untersuchten Prognoseverfahren - einzelne Industriebranchen 1986 (Jahresverbrauch in GWh) 33

Übersicht 7.2-22: Durchschnittlicher Prognosefehler auf der Basis von Jahresverbräuchen - einzelne Industriebranchen 1986 33

Übersicht 7.2-23: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Industrie 1986 33

Übersicht 7.2-24: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Industrie 1986 33

Übersicht 7.2-25: Durchschnittlicher Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - einzelnen Industriebranchen 1986 34

Übersicht 7.2-26: Durchschnittlicher Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - einzelne Industriebranchen 1986 340

Übersicht 7.2-27: Durchschnittlicher Prognosefehler auf der Basis von Jahresverbräuchen - einzelne Kundengruppen 1986 341

Übersicht 7.2-28: Zusammenfassung der Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - ausgewählte Kundengruppen 1986 342

Übersicht 7.2-29: Zusammenfassung der Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - ausgewählte Kundengruppen 1986 .. 343

Übersicht 7.2-30: Entwicklung der durchschnittlichen Prognosefehler (Ex-Post) auf der Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 Kundengruppen 354

Übersicht 7.2-31: Entwicklung der durchschnittlichen Prognosefehler (Ex-Post) auf der Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 - gesamte Landesversorgung 355

Übersicht 7.2-32: Modellmäßige Erfassung der Entwicklung der Ex-Post-Prognosefehlermaßstäbe im Zeitablauf - gesamte Landesversorgung 357

Übersicht 7.2-33: Modellmäßige Erfassung der Entwicklung der Ex-Post-Prognosefehlermaßstäbe im Zeitablauf - Durchschnitt aller 21 Kundengruppen 358

Übersicht 7.2-34: Die (Ex-Post-) Prognosefehler auf Basis monatlicher Verbräuche und Verwendung des Modells mit Datenbasis 10/1985 - alle 21 Kundengruppen im einzelnen 362

Übersicht 7.2-35: Durch die Trendvariable erfaßte Struktur- und Verhaltensänderungen in den Jahren 1983 .. 370

Übersicht 7.2-36: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und Ex-Post-Modellen auf Basis 2/1985 bis 12/1986 - monatliche Verbräuche kumuliert gesamte Landesversorgung 374

Übersicht 7.2-37: Gesamte im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesenen kumulierten Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und Ex-Post-Modellen auf Basis 1/1985 bis 12/1986 - monatliche Verbräuche gesamte Landesversorgung 375

Übersicht 7.2-38: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene Struktur- und Verhaltensänderungen (%) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - gesamte Landesversorgung 377

Übersicht 7.2-39: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - gesamte Landesversorgung 377

Übersicht 7.2-40: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - mittelbare Versorgung 378

Übersicht 7.2-41: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - Tarifkunden 378

Übersicht 7.2-42: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - Industrie 379

Übersicht 7.2-43: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - Gewerbe u.a. 379

Übersicht 7.2-44: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - öffentliche Einrichtungen 380

Übersicht 7.2-45: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - Verkehr 380

Übersicht 7.2-46: Abweichungsanalyse März 1986 zum Vorjahresmonat - gesamte Landesversorgung 385

Übersicht 7.2-47: Abweichungsanalyse zum Vorjahr - Einzelmonate 1986 gegenüber 1985 387

Übersicht 7.2-48: Temperatur- und Verhaltenseffekt (%) im Vergleich zum Vorjahresmonat März bis Oktober 1986 gegenüber März bis Oktober 1985 - gesamte Landesversorgung 388

Übersicht 7.2-49: Abweichungsanalyse zum Vorjahr - Gesamtjahr 1986 gegenüber 1985 389

Übersicht 8.2-1: Zusammenhang zwischen den Determinanten des Stromverbrauchs und den (Elektrizitäts-) Anwendungsbereichen der Tarifkunden 408

Übersicht 8.2-2: Allgemeines Schema zu dem entwickelten Verfahren der Abweichungsanalyse 413

VERZEICHNIS DER ABKÜRZUNGEN

AI	Angewandte Informatik
ASQ	Administrative Science Quarterly
BFuP	Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBL	Bundesgesetzblatt
BTO Elt	Bundestarifordnung Elektrizität
CM	Controller Magazin
DBW	Die Betriebswirtschaft
DGOR	Deutsche Gesellschaft für Operations Research
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DVG	Deutsche Verbundgesellschaft
EG	Europäische Gemeinschaft
EJ	The Energy Journal
EnerG	Energiewirtschaftsgesetz
ET	Energiewirtschaftliche Tagesfragen
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EWI	Energiwirtschaftliches Institut
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
HBR	Harvard Business Review
HKB	Haushaltkundenbefragung
HWB	Handwörterbuch der Betriebswirtschaft
HWO	Handwörterbuch der Organisation
HWProd	Handwörterbuch der Produktionswirtschaft
IEA	International Energy Agency

IEEE	Institut of Electric Engineering
IO	Management Zeitschrift - Industrielle Organisation
JoE	Journal of Econometrics
JoF	Journal of Forecasting
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LRP	Long Range Planning
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
OECD	Organization for Economic Cooperation and Development
RGBL	Reichsgesetzblatt
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
SMJ	Strategic Management Journal
VDEW	Vereinigung deutscher Elektrizitätswerke
VDI	Verband deutscher Ingenieure
VEW	Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG
WiSt	Wirtschaftswissenschaftliches Studium
WISU	Das Wirtschaftsstudium
ZfB	Zeitschrift für Betriebswirtschaft
ZfbF	Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft
ZfhF	Zeitschrift für handelswissenschaftliche Forschung
ZfO	Zeitschrift für Organisation
ZOR	Zeitschrift für Operations Research

1. Problemstellung und theoretische Grundüberlegungen

Spätestens 1975, als zum ersten Mal nach dem Kriege in der Bundesrepublik Deutschland ein rückläufiger Stromverbrauch im Vergleich zum Vorjahr zu beobachten war, wurde deutlich, daß die **Elektrizitätsversorgungsunternehmen**[1] (EVU) gefordert sind, sich an **ändernde Umweltbedingungen** schneller und besser **anzupassen**.

Seit dieser Zeit werden die EVU mit einem bisher kaum gelösten Problem konfrontiert, das sich in der symptomatischen Tendenz eines nahezu **kontinuierlich schrumpfenden Auslastungsgrades** der verfügbaren Kraftwerksleistungen bzw. einer Zunahme der Überkapazitäten äußert (vgl. Abb.1-1)[2].

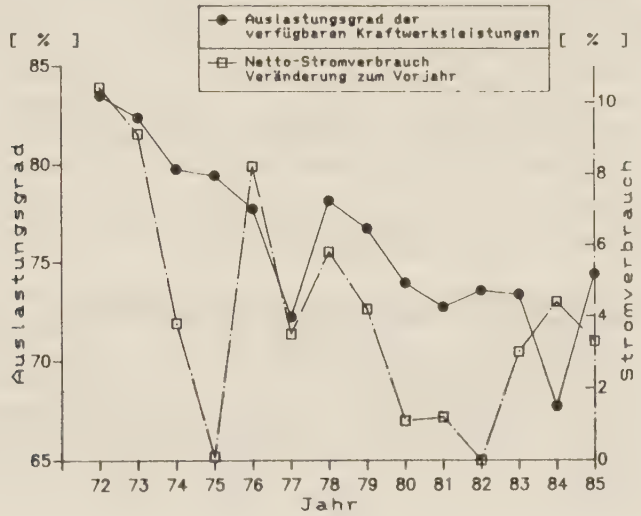


Abb.1-1: Auslastungsgrad der verfügbaren Kraftwerksleistungen[3] und Änderung des Netto-Stromverbrauchs zum Vorjahr für die öffentliche Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland (Quelle: eigene Berechnungen aus o.V. 1986a, S.742 und 753)

---

[1] Zu den Begriffsabgrenzungen in diesem Zusammenhang vgl.Kapitel 1.2.

[2] Vgl. hierzu auch MCGUIRE (1982,S.46f), der dieselbe Entwicklung eindrucksvoll für die Elektrizitätswirtschaft in Schottland aufzeigt.

[3] Der Auslastungsgrad der verfügbaren Kraftwerksleistungen wurde für den Tag der Jahreshöchstlast (gemessen am 3. Mittwoch jedes Monats) berechnet, indem die verfügbare Leistung der Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung (netto) zu der am Tag der Höchstlast eingesetzten Leistung der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung (zeitgleich, netto) in Relation gesetzt wurde.

Ursächlich für diese Tendenz ist eine zunehmend **diskontinuierliche Entwicklung des Stromverbrauchs**[1], welche zu einer immer größeren Unsicherheit bei der Prognose des Stromverbrauchs führt. Dieser Entwicklung stehen immer längere Planungs-, Genehmigungs- und Entwicklungszeiten für die Bereitstellung der erforderlichen Kraftwerksleistungen gegenüber. Dadurch wird die Elektrizitätswirtschaft gezwungen, auf der Basis immer unsicherer werdende Daten über immer längere werdende Zeiträume zu entscheiden. Der hierdurch entstandenen "Potenzierung der Unsicherheit"[2] kann nur mit einer erhöhten Flexibilität, also der Fähigkeit, sich an verschiedene mögliche Umweltentwicklungen (Bedingungskonstellationen) anpassen zu können (vgl.z.B. MÖSSNER 1982,S.31), begegnet werden[3]; denn je unsicherer die zukünftigen Entwicklungen sind, mit denen eine Unternehmung konfrontiert wird, um so eher muß sie in der Lage sein, sich auf alternative Entwicklungen einstellen zu können, sich an diese anpassen zu können[4]. Diese Einschätzung findet sich auch in zunehmendem Maße bei den Verantwortlichen der EVU. Beispielsweise führt NAGEL (1978,S.988) aus:

> "The challenge in managing a power system today lies, therefore, in retaining flexibility and options in order to meet an unknown future."

Um die **Flexibilität** zu erhöhen, stehen in der Elektrizitätswirtschaft zahlreiche Ansatzpunkte zur Verfügung. Nach WIGGINS (1981, S.5) sind dieses vor allem:

- Verbesserung der Stromverbrauchsprognosemethoden;
- Reduzierung des Erwartungshorizontes bei den Verbrauchern bzgl. der Verfügbarkeit von Elektrizität;
- Verbesserung der Modelle zur Versorgungsplanung;
- Entwicklung kleiner Versorgungseinheiten[5];
- Verbesserung der Möglichkeiten, auf Fehlprognosen zu reagieren;
- Verkürzung der Planungs-, Genehmigungs- und Entwicklungszeiten zu Bereitstellung der Kraftwerksleistungen.

---

[1] D.h., die Höhe des Stromverbrauchs wird im Zeitablauf zunehmend zusammenhangloser; es treten von Periode zu Periode in immer stärkerem Maße Richtungsänderungen in der Entwicklung des Stromverbrauchs auf (vgl. dazu auch Abb.1-1).

[2] WIGGINS (1981,S.10) spricht in diesem Zusammenhang vom "mismatch problem", das sich darin äußert, daß "since the early 1970s an increasing mismatch between the accuracy of demand forecasts for electric energy and the lead times required for bringing base-load generating facilities on line".

[3] "Die Anpassungsaufgaben werden die Energieunternehmen aller Sparten in den nächsten Jahren hart fordern" (SCHNEIDER 1984a,S.25)

[4] Zu diesem Zusammenhang zwischen erhöhter Unsicherheit auf der einen und der Bereitstellung von Flexibilität auf der anderen Seite vgl. ausführlich 1.4.

[5] Dieses beinhaltet eine verstärkte Dezentralisierung der Energieversorgung, wie sie etwa durch Solar- und Windkraftanlagen realisierbar ist.

Außer diesen sehr allgemeinen Hinweisen finden sich jedoch weder bei WIGGINS noch bei anderen Autoren Vorschläge, wie die Flexibilität in einem EVU konkret verbessert werden kann. Hier setzt die vorliegende Arbeit an; dieses ist m.a.W. das **Ziel** der Arbeit.

Eine zentrale Position innerhalb der genannten Ansatzpunkte zur Verbesserung der Flexibilität in einem EVU nimmt dabei nach unserer Auffassung die Verbesserung der Methoden zur Stromverbrauchsprognose ein, wie im folgenden zu begründen ist. Da ein EVU gesetzlich dazu verpflichtet ist, in einem abgegrenzten Versorgungsgebiet seine Kunden jederzeit ausreichend mit Strom zu versorgen, ist in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung die **Prognose des Stromverbrauchs Engpaßfaktor** einer Unternehmungsplanung im Sinne von GUTENBERG (1976, S.163ff.)[1]. Beispielsweise können die EVU aufgrund der gesetzlichen Verpflichtung und einer weitgehenden Nichtspeicherbarkeit von Elektrizität Fehlprognosen weder durch eine Nichtbelieferung einzelner Kunden noch durch eine vorsichtige Lagerhaltung kompensieren. Fehler in den Stromverbrauchsprognosen pflanzen sich daher gravierend in der gesamten Planung eines EVU fort (vgl. BOZEM 1982,S.139). Weil die Planung eines EVU durch enorm langfristige Folgewirkungen gekennzeichnet ist (z.B. Kraftwerksbau), erklärt sich, warum frühere Fehleinschätzungen der Verbrauchsentwicklung noch heute in Form überschüssiger Kapazitäten sichtbar sind.

Den zahlreichen **verwendeten Prognosemodellen** ist insgesamt vorzuwerfen, daß sie

- lediglich eine zeitabhängige, i.d.R. sehr langfristige Projektion vergangener Wachstumsraten durchgeführt haben (vgl. dazu z.B. URBAN 1983,S.24);
- dabei aus übertriebenem Sicherheitsdenken immer vom "schlimmsten Fall" (Zusammentreffen aller stromverbrauchssteigender Einflüsse) ausgegangen sind[2];
- auftretende Verbrauchsschwankungen als zufällig (konjunktur- und temperaturabhängig) abgetan haben - ohne sie jedoch exakt zu identifizieren und zu quantifizieren - , wodurch sich abzeichnende zuwachs- oder verbrauchsmindernde Tendenzen nicht erkannt worden sind.

Alles in allem konnten die in der **Praxis verwendeten Prognosemodelle** (vgl. dazu auch 3.4) nicht dazu beitragen, die Flexibilität der EVU zu erhöhen, was eine frühere und bessere Anpassung von seiten der öffentlichen Elektrizitätswirtschaft verhindert hat. Im Gegenteil: viele Stromverbrauchsprognosen und Prognosemodelle wurden lediglich dazu herangezogen, eine **nicht gegebene Sicherheit vorzuspiegeln** (vgl. dazu auch VOSS 1980,S.235f.), die zur Grundlage eines starren,

---

[1] Vgl. ausführlich hierzu auch 2.2.3 .

[2] Vgl. in diesem Zusammenhang auch BROCKHOFF (1983,S.3), der als einen allgemeinen "Defekt" vieler (subjektiver) Prognosen festhält: "nicht die statistische Häufigkeit wird wahrgenommen und verarbeitet (selbst dort, wo sie bestimmt werden kann), vielmehr wird objektiv sehr unwahrscheinlichen Ergebnissen subjektiv eine höhere Wahrscheinlichkeit ihres Eintretens beigelegt, insbesondere dann, wenn sie mit gravierende negativen Folgen verbunden sind".

inflexiblen Verhalten der EVU genommen wurde, das auf einen maximal zu erwartenden Bedarf ausgerichtet war.

Der **Wissenschaft** ist es bislang trotz intensivster Bemühungen nicht gelungen, der Praxis Stromverbrauchsprognosemodelle bereitzustellen mit denen ein wesentlicher Beitrag zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität in den EVU geleistet werden kann. Dieses ist damit zu begründen, daß

(1) die entwickelten Modelle (vgl. dazu 3.4) nicht explizit auf eine Verbesserung der Flexibilität in einem EVU abgestellt wurden,
(2) das Schwergewicht der Forschungsbemühungen eine sehr langfristige Betrachtungsweise aufweist[1] und
(3) nur sehr wenige der nahezu unübersehbar vielen Modelle zur Erklärung und Prognose des Stromverbrauchs unter praktischen, d.h. für ein EVU relevanten, Gegebenheiten entwickelt und getestet wurden.

Abhilfe könnte ein Modell schaffen, bei dessen Entwicklung diese forschungsstrategischen Fehler vermieden werden, und das die o.a. gestaltungstechnischen Kritikpunkte auszuräumen versucht.

Darüber hinaus sollte das Modell die Fähigkeit zur **Früherkennung** beinhalten. Dieses ist gewährleistet, wenn das Modell in der Lage ist, schon aus kurzfristigen Verbrauchsänderungen Hinweise auf die Änderung langfristiger Tendenzen zu geben[2]. Hierdurch könnte ein **wesentlicher Beitrag zur Verbesserung der Flexibilität in einem EVU** geleistet werden, indem das Modell möglichst frühzeitig Hinweise auf Anpassungsnotwendigkeiten gibt. Damit muß das zu entwickelnde Modell in besonderem Maße kurzfristige Stromverbrauchseinflüsse berücksichtigen, denn "... eine sorgfältige Beobachtung und Analyse kurzfristiger Entwicklungen und der hierbei wirksamen Einflußfaktoren (ist) erforderlich, um möglichst frühzeitig Wendepunkte in der Trendentwicklung zu erkennen" (MAGERL/SCHULZ 1981,S.1). Dennoch können mittel- und langfristige Einflußgrößen nicht gänzlich außer acht gelassen werden (vgl. dazu auch LÖW 1985,S.85).

Auch wenn die Gründe für das oben dargestellte, nicht ausreichende Anpassungsverhalten der EVU an die geänderten Stromverbrauchsgewohnheiten mannigfaltiger Natur sind, könnte die Entwicklung eines Stromverbrauchsmodells, das zusätzlich dem Aspekt der Früherkennung

---

[1] Wenn sich die Umweltbedingungen, mit denen die EVU konfrontiert werden, jedoch ständig und diskontinuierlich ändern, so scheint es erfolgversprechender zu sein, eine kurzfristige Betrachtungsweise zu wählen, aus der auch Implikationen für langfristig wirksame Veränderungen hervorgehen.

[2] Da hiermit, neben der Prognose, die (kurzfristige) Analyse des Stromverbrauchs zentrales Anliegen der Arbeit und damit auch des zu entwickelnden Modells wird, wäre es im folgenden sprachlich genauer, von einem Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell zu sprechen; zur sprachlichen Vereinfachung verwenden wir jedoch häufig nur den Terminus des Prognosemodells, oder noch kürzer des Modells.

aus kurzfristigen Verbrauchsdaten[1] Rechnung trägt, zu einer wesentlichen Verbesserung der Flexibilität von EVU beitragen. Da ein derartiges Modell bislang nicht existiert (vgl. dazu auch 3.4), ist die **Entwicklung** eines **kurzfristigen (Stromverbrauchsprognose- und analyse-) Modells** das zentrale Problem (Anliegen) dieser Arbeit. Auf einer **theoretisch, konzeptionellen Ebene** soll durch die Erklärung des Zusammenhanges zwischen (Stromverbrauchs-) Prognose und Flexibilität ein Beitrag zu einem umfassenden "Flexibilitätsmanagement" geleistet werden. Das Schwergewicht der Arbeit liegt jedoch auf der **pragmatischen Ebene**, indem die Entwicklung eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells zur Verbesserung der Flexibilität in einem EVU angestrebt wird.

Zur Lösung der formulierten Problemstellung, wird zunächst die weitere Vorgehensweise für die Arbeit festgelegt (Kapitel 1.1). Anschließend werden die zentralen Begriffe der Arbeit erklärt und die Problemstellung durch theoretische Grundüberlegungen fundiert (Kapitel 1.2 - 1.4).

1.1 Der methodische Weg: Forschung durch Entwicklung

Die vorgestellte Problemstellung beinhaltet eine Reihe **offener Fragen**, die zu beantworten sind. Insbesondere ist zu klären:

- Mit welchen Anpassungsproblemen ein EVU überhaupt konfrontiert wird und warum es sich mit diesen Problemen beschäftigen sollte.
- Welche Ansatzpunkte sich in einem EVU generell anbieten, um die zur Lösung der o.g. Anpassungsprobleme notwendige Flexibilität zu schaffen und zu erhalten.
- Welchen Beitrag eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse zur Schaffung und Erhaltung einer ausreichenden Flexibilität in einem EVU leisten kann.
- Wie eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse gestaltet werden muß, damit sie einen möglichst großen Beitrag zur Schaffung und Erhaltung der Flexibilität in einem EVU leisten kann.

In Abhängigkeit davon, welches dieser Teilprobleme im Vordergrund steht, bieten sich verschiedene Vorgehensweisen (Forschungsstrategien) für die weitere Arbeit an. Da wir die Entwicklung eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells, das zur Schaffung und Erhaltung einer ausreichenden Flexibilität in einem EVU beiträgt, als Hauptziel dieser Arbeit angesehen haben[2], ist eine **pragmatisch orientierte Vorgehensweise** einzuschlagen.

Zur Lösung pragmatisch orientierter betriebswirtschaftlicher Fragestellungen bieten sich vor allem **zwei Forschungsstrategien** an:

---

[1] Die besondere Bedeutung der Stromverbrauchsdaten für eine unternehmerische Früherkennung in EVU konnte auch von HAHN/KLAUSMANN (1979,S.27 und S.33) empirisch belegt werden.

[2] Zur Einordnung dieses Ziels als eine Aufgabe wirtschaftswissenschaftlicher Forschung vgl. z.B. STEINMANN et. al. 1976, S.82f.

(1) Die Verwendung des klassischen Theorie-Technologie-Modells (vgl. SCHREINER 1976,S.77f.), in dem "... die **Technologie** eine anwendungsbezogene **Umformung der Theorie** (darstellt)" (CHMIELEWICZ 1979,S.182).
(2) **Forschung durch Entwicklung** als Forschungsstrategie, die sich durch die Gewinnung von Gestaltungsaussagen ohne das Vorhandensein mehr oder weniger umfangreicher theoretischer Aussagen und dem Allgemeinheitsanspruch technologischer Aussagen (vgl.SZYPERSKI/MÜLLER-BÖLING 1979,S.5; 1981,S.162) kennzeichnen läßt (vgl. dazu auch SEIBT 1981,S.305ff.).

Weil gegenwärtig weder eine konsistente Theorie zur Flexibilität, noch zum Aufbau, Verhalten und Entwicklung (computergestützter) (Prognose-) Modelle existiert[1], bietet es sich an, die zweite Forschungsstrategie zu verfolgen. Da ferner das pragmatische Forschungsinteresse dominiert, würde die Verwendung des **klassischen Theorie-Technologie-Modells** zunächst die Entwicklung einer (vollständigen) Theorie zur flexibilitätsgerechten Gestaltung (kurzfristiger) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodelle beinhalten und daran eine Umformung der Theorie in eine Technologie anschließen (vgl. dazu auch SCHANZ 1975,S.97ff.). Aufgrund der o.g. fehlenden theoretischen Basis scheint diese Vorgehensweise hier nicht bewältigt werden zu können.

Die Verfolgung einer Forschungsstrategie, die sich mit **Forschung durch Entwicklung** benennen läßt, stellt dagegen sicher, daß zunächst das pragmatische (technologische) Wissenschaftsinteresse befriedigt wird. Im Rahmen der Gewinnung technologischer Aussagen werden jedoch auch theoretische Erkenntnisse gewonnen; SZYPERSKI/MÜLLER-BÖLING (1981,S.162f.) sprechen in diesem Zusammenhang "... von einem Wechselspiel bei der Gewinnung theoretischer und technologischer Aussagen..."[2].

Die einzelnen **Teilschritte innerhalb einer Forschung durch Entwicklung** sind nicht eindeutig determiniert (vgl. insbesondere SZYPERSKI/SEIBT/JOEPEN 1973,S.64). Wir wollen im folgenden ein zweistufiges Vorgehen einschlagen, das sich in einen theoretischen und einen praktischen Teil trennen läßt. Auf der ersten Stufe "... stehen theoretische und instrumentale Aussagen im Mittelpunkt, die angeben, was logisch, realgesetzlich, systemtechnisch und verhaltensstrukturell möglich ist" (SZYPERSKI/SEIBT/JOEPEN 1973,S.64). Auf der zweiten, der praktischen Stufe, erfolgt die eigentliche Forschung durch Entwicklung, indem eine konkrete Gestaltungsalternative realisiert, implementiert und überprüft wird.

Ausgehend von dieser Zweiteilung wählen wir die in der Abb.1.1-1 detailliert wiedergegebene **Vorgehensweise** für die gesamte **Arbeit**. Aufbauend auf den in diesem Kapitel vorzunehmenden konzeptionellen

---

[1] Dieses gilt sowohl speziell für den Bereich der EVU - insbesondere dort für die Stromverbrauchsprognosen - als auch für den Bereich der Betriebswirtschaftslehre im allgemeinen.

[2] Dabei kann die Gewinnung theoretischer Erkenntnisse zusätzlich durch Verwendung eines heuristischen Bezugsrahmens (vgl. dazu insbesondere KUBICEK 1977) gefördert werden.

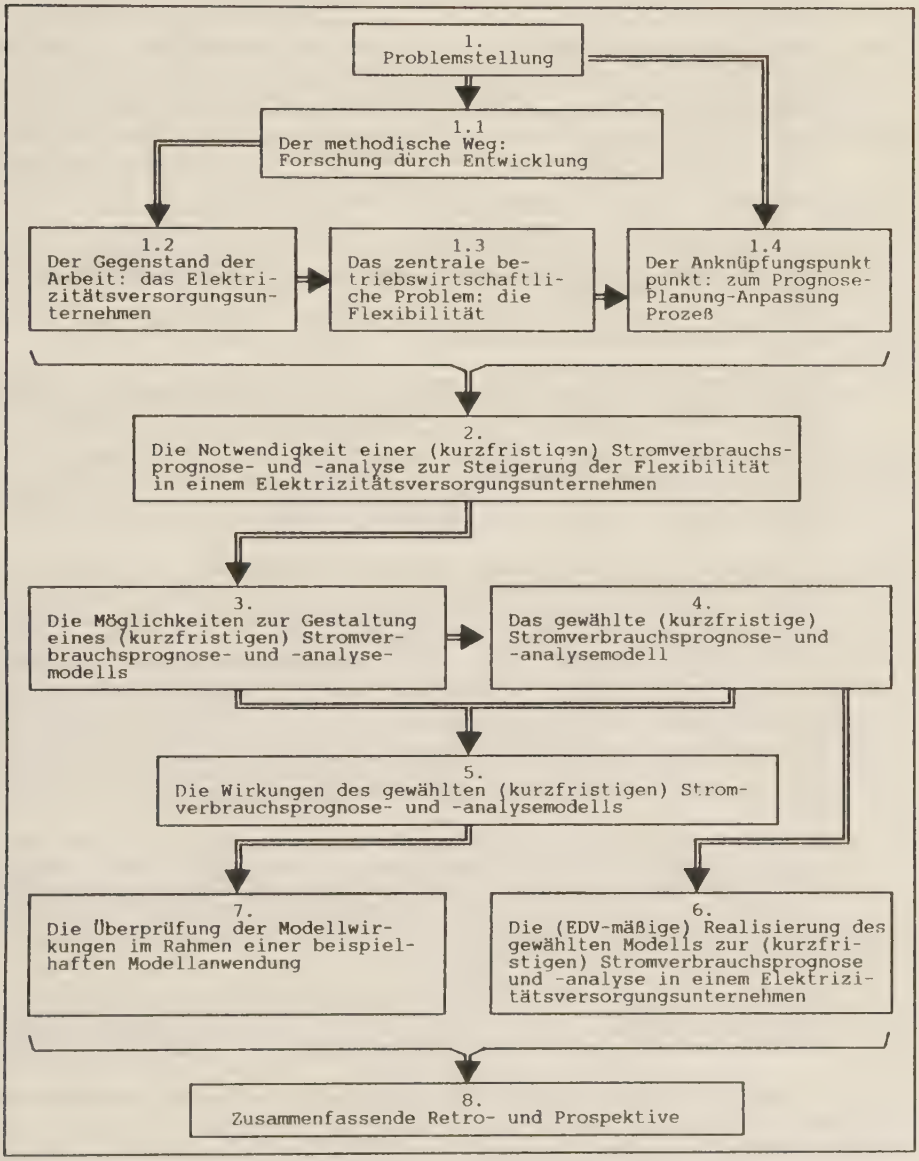


Abb.1.1-1: Der Aufbau der Arbeit und die wesentlichen Zusammenhänge zwischen den einzelnen (Haupt-) Kapiteln

Aussagen, welche die Vorgehensweise für die Arbeit festlegen, werde in den **Kapiteln 1.2 - 1.4** die unvermeidlichen **begrifflichen Grundla gen** gelegt sowie **theoretische Grundüberlegungen** angestellt. Dabei ist zunächst der Begriff des Elektrizitätsversorgungsunternehmens z präzisieren **(Kapitel 1.2)**. Anschließend sind etwas ausführlichere (theoretische) Erörterungen zum zentralen (betriebswirtschaftlichen Problem der Arbeit - der Flexibilität - anzustellen **(Kapitel 1.3)**. Auf der Basis dieser Grundüberlegungen sind wir dann in der Lage, den Anknüpfungspunkt der Problemstellung - den Prognose-Planung-An- passung Prozeß - zu präzisieren **(Kapitel 1.4)**.

Der Hauptteil der Arbeit besteht, wie bereits erwähnt, aus einem theoretischen und einem praktischen Teil. Im **theoretischen Teil (Ka pitel 2 - 5)** wollen wir zunächst in **Kapitel 2** der Frage nachgehen, warum sich ein EVU anpassen sollte und warum dazu eine (kurzfristi- ge) Stromverbrauchsprognose und -analyse benötigt wird.

Anschließend werden in **Kapitel 3** die Ausgestaltungsmöglichkeiten einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse wieder- gegeben, um einerseits das Spektrum der möglichen Gestaltungsalter- nativen aufzuzeigen, und um andererseits die Grundlagen für eine Bewertung des von uns gewählten Modells zu legen, indem an späterer Stelle (vgl. dazu 5.) das gewählte Modell mit diesen grundsätzliche Gestaltungsalternativen verglichen werden kann.

In **Kapitel 4** werden Gestaltungsempfehlungen für die Praxis abgege- ben, indem die formulierte, konkrete Gestaltungsalternative wieder- gegeben wird. Diese Gestaltungsalternative eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells ist Ausdruck der "For- schung durch Entwicklung". In diesem Zusammenhang kommt deutlich das o.e. "... Wechselspiel bei der Gewinnung theoretischer und tech- nologischer Aussagen ..." (SZYPERSKI/MÜLLER-BÖLING 1981,S.162f.) zum Ausdruck. Die notwendigerweise sequentielle Wiedergabe der ein- zelnen Kapitel gibt nämlich nicht die tatsächliche Aufeinanderfolge von Teilschritten im Rahmen einer Forschung durch Entwicklung wie- der; sie dient lediglich dem leichteren Verständnis.

Der theoretische Teil der Arbeit wird mit **Kapitel 5** beendet, in dem die Wirkungen des gewählten Modells diskutiert werden. Entsprechend der Problemstellung stehen dabei funktionale Effizienzfragen zur Diskussion, die sich auf die Verbesserung der Flexibilität eines EVU als angestrebte Wirkung einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprogno- se und -analyse beziehen.

Der **praktische Teil** der Arbeit (**Kapitel 6 und 7** sowie **Teil III im Anhang** der Arbeit) beschäftigt sich mit der (EDV-technischen) Reali- sierung und der praktischen Überprüfung des gewählten Modells[1].

In **Kapitel 6** werden Probleme beschrieben, die bei der **EDV-gestütz-**

---

[1] Fragen der Implementierung werden im Rahmen dieser Arbeit nicht thematisiert. Dieser - sicherlich sehr wichtige - Teil des Ge- staltungsprozesses betrieblicher Informationssysteme wird von uns vernachlässigt, da die **Entwicklung** eines Stromverbrauchsprognosemo- dells im Vordergrund der Arbeit steht.

ten Realisierung des gewählten Modells in ein **Pilotsystem** (vgl. dazu insbesondere SZYPERSKI/FÜRTJES 1979,S.5ff.) aufgetreten sind.

Kapitel 7 enthält die **Überprüfung** des gewählten Modells. Dabei ist in diesem Zusammenhang insbesondere zu klären, ob die in Kapitel 5 theoretisch deduzierten Modellwirkungen auch unter praktischen Bedingungen beobachtet werden können (vgl. dazu auch POPPER 1962, S.285ff.). Diese Überprüfung erfolgt im Rahmen einer **beispielhaften Modellanwendung.**

Eine **zusammenfassende Retro- und Prospektive** rundet die Arbeit mit **Kapitel 8** ab. Hier werden die Konsequenzen aus der (praktischen) Überprüfung gezogen und Erweiterungsmöglichkeiten sowie Verbesserungsvorschläge zum realisierten Modell unterbreitet.

1.2 Der Gegenstand der Arbeit: das Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Da der Begriff des Elektrizitätsversorgungsunternehmens[1] (EVU) nicht immer einheitlich verwendet wird, soll dieser kurz definiert werden. Ausgangspunkt dieses Definitionsversuches ist der Begriff der Elektrizitätswirtschaft.

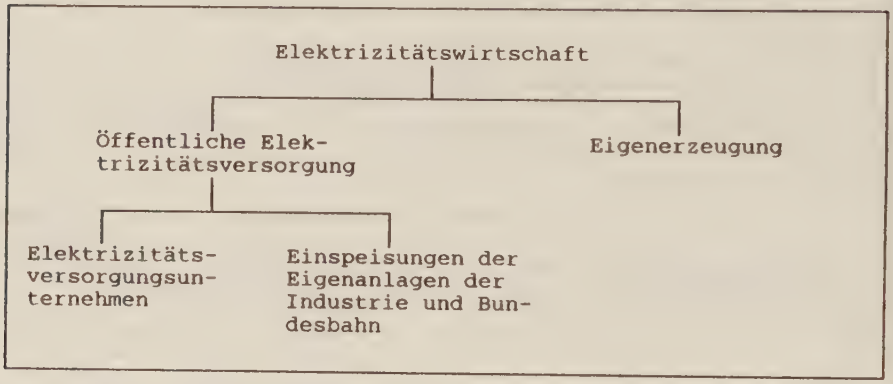
Grundsätzlich umfaßt die **Elektrizitätswirtschaft** diejenigen Unternehmungen, die Strom[2] produzieren. Dabei kann die Erzeugung für den Eigen- oder den Fremdbedarf erfolgen. Zu den Eigenversorgern zählen vor allem große Teile der Industrie sowie die Bundesbahn (vgl. z.B. HAAS 1975,S.10). Demgegenüber steht die öffentliche Elektrizitätsversorgung, die Strom in das öffentliche Netz einspeist und damit alle Unternehmungen umfaßt, "...die andere mit elektrischer Energie versorgen oder Betriebe dieser Art verwalten" (§ 2 Abs.2 EnergG). Aufgrund dieser Abgrenzung wird der Teil der industriellen Stromerzeugung, der in das öffentliche Netz eingespeist wird, zum Bestandteil der öffentlichen Elektrizitätsversorgung (vgl. auch Übersicht 1.2-1).

Gegenstand der weiteren Ausführungen sind ausschließlich **Elektrizitätsversorgungsunternehmen.** Nur für diesen Teil der Elektrizitätswirtschaft treffen wesentliche Punkte der Problemstellung im vollen Umfang zu. So verliert die Stromverbrauchsprognose für den **eigenerzeugenden Teil der Elektrizitätswirtschaft** an Gewicht, da sich die planerischen und unternehmerischen Überlegungen in viel stärkerem Maße an ganz anderen Kriterien als an der "Stromnachfrage" zu orientieren haben. Insbesondere entfällt für eine eigenversorgende Indu-

---

[1] Wir verwenden im allgemeinen den Begriff der Unternehmung. Da sich jedoch der Begriff des Elektrizitätsversorgung**sunternehmen** gegenüber dem Begriff der Elektrizitätsversorgung**sunternehmung** durchgesetzt hat, soll in diesem Kontext der Terminus des Unternehmens verwendet werden, ohne daß hiermit eine inhaltliche Differenzierung impliziert werden soll.

[2] Auf eine Differenzierung der Begriffe Strom, Elektrizität und elektrische Energie wird im Rahmen der Arbeit verzichtet.



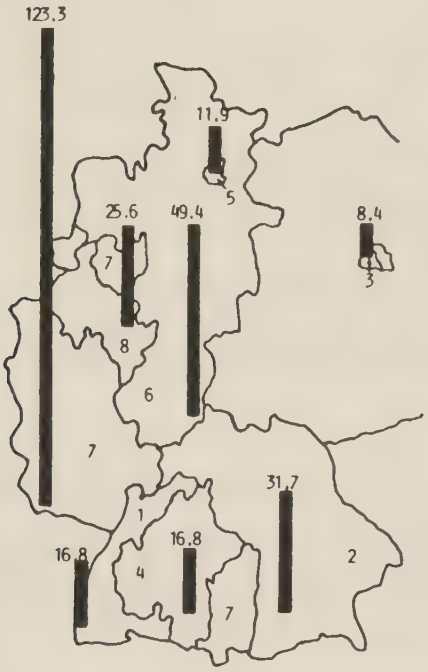
Übersicht 1.2-1: Die Gliederung der Elektrizitätswirtschaft

strieunternehmung die gesetzliche Versorgungspflicht der jederzeit ausreichenden Elektriziätsversorgung in einem abgegrenzten Versorgungsgebiet. Da eigenversorgende Industrieunternehmungen i.d.R. über die Möglichkeiten verfügen, Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen und/oder ihre Energieversorgung auf andere Energieträger umzustellen, sind Fehlprognosen für diesen Teil der Elektrizitätswirtschaft leichter zu kompensieren, als dieses für die EVU möglich ist; wurde z.B. der benötigte Stromverbrauch zu niedrig prognostiziert, so kann die Unternehmung den Mehrverbrauch aus dem öffentlichen Netz decken und/oder ggf. auf andere Energieträger ausweichen. Damit hängen in einer solchen Unternehmung die Entscheidungen, ob Strom eigenproduziert oder fremdbezogen werden soll, ob neue Eigenerzeugungsanlagen gebaut werden sollen usw. nicht in dem Maße vom zukünftigen Stromverbrauch ab, wie dieses bei den EVU der Fall ist.

Auch die **Einspeisungen** der **Industrie und Bundesbahn** in das öffentliche Netz, die zusammen mit den EVU die öffentliche Elektrizitätsversorgung bilden, unterscheiden sich in wesentlichen Punkten von der Stromversorgung der EVU. Insbesondere fehlen die ordnungspolitischen Kriterien, wie das der Versorgungspflicht, so daß auch dieser Teil der Elektrizitätswirtschaft im weiteren nicht Gegenstand der Arbeit ist.

Betrachten wir die **Zusammensetzung der öffentlichen Elektrizitätsversorgung** näher, so wird die große Bedeutung der EVU gegenüber Einspeisungen aus Industrie und Bundesbahn im Rahmen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung deutlich: 89.2% des Gesamtaufkommens der öffentlichen Versorgung wurden 1985 in Kraftwerken der EVU erzeugt (vgl. dazu o.V 1986a,S.715).

Diese EVU stellen aber keinesfalls eine homogene Gruppe an Unternehmungen dar. Wesentlich ist dabei die **Differenzierung nach Versorgungsstufen** (vgl. dazu z.B. auch GRÖNER 1975,S.27ff.; BÜDENBENDER 1982,S.563ff.; SCHIFFER 1982,S.228ff.; WEISE 1987,S.9ff.). Danach sind zu unterscheiden:



1 Badenwerk AG
2 Bayernwerk AG
3 Berliner Kraft- und Licht (Bewag)-AG
4 Energie-Versorgung Schwaben AG
5 Hamburgische Electricitäts-Werke
6 PreussenElektra Aktiengesellschaft
7 Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk AG
8 Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW)

Abb.1.2-1: Die Versorgungsgebiete der acht bundesdeutschen Verbundunternehmen und deren Stromabgabe in 1986[1]

[1] Die (nutzbare) Stromabgabe bezieht sich auf ein Geschäftsjahr, das nicht in allen Fällen mit dem Kalenderjahr 1986 übereinstimmt (vgl. dazu und zu den Werten DVG 1987,S.20).

- **Verbundunternehmen**, welche überregional[1] den Aufbau und Einsatz ihrer Kraftwerke und Höchstspannungsnetze planen, betreiben und koordinieren. Die acht in der Bundesrepublik vorhandenen Verbundunternehmen (vgl. dazu auch Abb.1.2-1) erzeugen etwa vier Fünftel des Bedarfs der öffentlichen Stromversorgung. Neben der Belieferung regionaler und lokaler Versorgungsunternehmen, die ihrerseits den Strom an die Endverbraucher (Letztabnehmer) oder an andere Versorgungsunternehmen weiterverteilen, versorgen die Verbundunternehmen z.T. auch die Letztabnehmer direkt.
- **Regionale Versorgungsunternehmen** verteilen von Verbundgesellschaften und anderen Unternehmungen erzeugte, aber auch in eigenen Kraftwerken produzierte Elektrizität an lokale Versorgungsunternehmen und Letztabnehmer weiter. Die 41 regionalen Elektrizitätsversorgungsunternehmen versorgen etwa die Hälfte der Letztabnehmer mit Strom.
- **Lokale Versorgungsunternehmen** übernehmen in erster Linie nur die Versorgung der Letztabnehmer. Die rund 1000 lokalen Versorgungsunternehmen decken ca. 30% des gesamten Stromverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland. Die Versorgungsgebiete lokaler EVU liegen vorwiegend in größeren Städten.

Im Rahmen dieser Arbeit wird ein kurzfristiges Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell für die **Vereinigten Elektrizitätswerke Westfalen AG (VEW)** entwickelt. VEW zählt zu den Verbundunternehmen und ist gemessen am Stromabsatz das viertgrößte EVU in der Bundesrepublik Deutschland; das Versorgungsgebiet der VEW erstreckt sich vom Sauerland über das östliche Ruhrgebiet bis nach Westfalen (vgl. dazu auch Abb.1.2-1). Neben Strom verkaufen die VEW noch Gas und Fernwärme. 1986 veräußerten die VEW 23 986 Mio. kWh Strom, 27 734 Mio. kWh Gas und 1 861 Mio. kWh Fernwärme, was einem Umsatz von 4 089 Mio. DM für Strom, 1 615 Mio. DM für Gas und 107 Mio. DM für Fernwärme entsprach.

1.3 Das zentrale betriebswirtschaftliche Problem: Flexibilität

Das zentrale betriebswirtschaftliche Problem der vorliegenden Arbeit betrifft die **Flexibilität** einer Unternehmung. Im Rahmen der in diesemKapitel vorzunehmenden begrifflichen Abgrenzungen und theoretischen Grundlegungen schränken wir uns bewußt nicht auf die Elektrizitätswirtschaft bzw. die EVU ein. Die Fülle an Veröffentlichungen zum Themenkreis "Flexibilität" -,die zudem durch eine Vielfalt unterschiedlicher Ansatzpunkte[2], z.T. sehr kontroverser Standpunkte[3],

---

[1] Zum grenzüberschreitenden Stromverbund vgl. insbesondere SCHWEITZER 1984.

[2] Vgl. dazu z.B. die Übersichten bei MAIER 1982,S.78ff. und BEHRBOHM 1985,S.45 und S.128.

[3] In diesem Zusammenhang ist vor allem auf die z.T. heftig geführte Diskussion zwischen SCHNEIDER (1971,S.831ff.; 1972a,S.450ff.; 1972b,S.745ff.; 1973,S.805f.), HAX/LAUX (1972a,S.318ff.; 1972b, S.477ff.), MELLWIG (1972b,S.724ff.; 1973,S.792ff.) und KOCH (1973, S.773ff.) hinzuweisen.

und alles in allem einem sehr unbefriedigenden theoretischen Stand gekennzeichnet werden kann, - läßt es notwendig erscheinen, das betriebswirtschaftliche Problem der Flexibilität an dieser Stelle ausführlicher und auf einer **grundsätzlichen Ebene** zu behandeln: denn nur wenn absolute Klarheit über Inhalt, Arten und Voraussetzungen der Flexibilität besteht, können Aussagen darüber abgegeben werden, wie ein (kurzfristiges) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell gestaltet werden muß, damit es zur Steigerung und Erhaltung der in einem EVU benötigten Flexibilität beitragen kann.

Zunächst wird eine ausführliche **Begriffsexplikation** zum Terminus der Flexibilität vorgenommen[1]. Hieran schließt sich eine Diskussion **alternativer Verhaltensmöglichkeiten** an, mit denen eine Unternehmung die Bereitstellung von Flexibilität ggf. umgehen könnte. Um konkrete Vorschläge zur Verbesserung der Flexibilität in einem EVU abgeben zu können, ist im nächsten Schritt das Flexibilitätsphänomen zu **präzisieren**. Dieses geschieht durch eine Systematisierung der unterschiedlichen Ausprägungen von Flexibilität **(Flexibilitätsarten)**, durch eine Analyse der für das Vorhandensein von Flexibilität notwendigen Komponenten **(Voraussetzungen der Flexibilität)** sowie durch eine Operationalisierung **(Flexibilitätsmaße)** des Flexibilitätsphänomens.

1.3.1 Begriffsexplikation zur Flexibilität

In einer ersten, vagen Umschreibung hatten wir eingangs Flexibilität in Anlehnung an MÖSSNER (1982,S.31) als Anpassungsfähigkeit an verschiedene mögliche Bedingungskonstellationen bezeichnet. Diese Aussage stellt keine zweckmäßige Definition dar, denn die den einzelnen Termini des Definiens zugeschriebenen Bedeutungsinhalte sind sehr unterschiedlich[2]. Um zu einer für die Arbeit zweckmäßigen Begriffsbildung zu gelangen, sind die Termini der Anpassungsfähigkeit bzw. der **"Anpassung"** und der **"verschiedenen möglichen Bedingungskonstellationen"** einer eingehenden Explikation zu unterziehen[3,4].

Ursprünglich entstammt der Begriff der **Anpassung** der Biologie (vgl. dazu z.B. WALLACE/SRB 1966), wurde dann in der Psychologie und später auch in der Betriebswirtschaftslehre verwendet (vgl. MAHLMANN 1976,S.1ff.).

In der **Biologie** bezeichnet der Terminus Anpassung "the process by which an organism becomes fitted to its environment ..." (KENNETH

---

[1] Zur Notwendigkeit, im Zusammenhang mit Anpassungs- bzw. Flexibilitätsproblemen eine präzise Begriffsabgrenzung vornehmen zu müssen, vgl. insbesondere LEIDERER 1977,S.9.

[2] Zur allgemeinen Vorgehensweise einer wissenschaftlichen Begriffsdefinition vgl. z.B. RAFFÉE 1974,S.26ff.; SCHANZ 1975,S.34ff. und die dort genannte Literatur.

[3] Zur allgemeinen Vorgehensweise der Begriffsexplikation vgl. z.B. STÄHLIN 1973,S.12f.

[4] Zur Vorgehensweise einer Begriffsexplikation im Zusammenhang mit dem Flexibilitätsbegriff vgl. z.B. VOLBERG 1981,S.30ff.

1963,S.9); die Anpassung bezeichnet somit einen Prozeß, der zu einer Harmonisierung zwischen Organismus und Umwelt führt, indem der Organismus mit den Veränderungen der Umwelt Schritt zu halten versucht (vgl. auch LEWONTIN 1985,S.35). Dieser Gedankengang findet sich bereits in Darwin's Evolutionstheorie (vgl. dazu DARWIN 1963; GRANT 1963; ERBEN 1976; u.a.m) wieder[1,2].

Die Harmonisierung zwischen einem Organismus (Individuum) und seiner Umwelt ist auch erklärtes Ziel des in der **Psychologie** aufgegriffenen Begriffs der Anpassung. Die Anpassung bezeichnet dabei einen Mechanismus, mit dem Konflikte (auf-) gelöst werden und somit ein Zustand von Konfliktlosigkeit zwischen den Individuen bzw. Gruppen und der sozialen Umwelt verwirklicht wird (vgl. MAHLMANN 1976, S.2f.)[3].

In der **(betriebswirtschaftlichen) Forschung** fanden Probleme der Anpassung zunächst unter dem Begriff der "Elastizität" Eingang[4]. Dabei bezog sich der Elastizitätsbegriff auf die (globale) unternehmerische Verhaltensweise und kennzeichnete den "Grad der Anpassungsfähigkeit an die jeweilige Marktlage ..." (KALVERAM 1931,S.705)[5]. Erste größere Beachtung fand der Begriff der Anpassung im Bereich der betriebswirtschaftlichen Forschung durch die von GUTENBERG (1976, S.354ff.) diskutierten Anpassungsformen im Fertigungsbereich.

Neben dem Begriff der "Elastizität" werden Anpassungsprobleme in der Betriebswirtschaftslehre vor allem unter den Termini der "Mobilität", "Variabilität", "Korrigierbarkeit von Entscheidungen" und (natürlich) der "Flexibilität" behandelt (vgl. auch MEFFERT 1969,S.779; NIGGEMANN 1973,S.77; EVERSHEIM/SCHAEFER 1980,S.231; VOLBERG 1981, S.30). Teils sprechen diese Begriffe "gleiche, teils abweichende Eigenschaften verschiedenartiger Elemente unternehmerischen Handelns" an (MEFFERT 1969,S.779) (vgl. auch EVERSHEIM/SCHAEFER 1980,S.231). Bislang kann jedoch keine einheitliche Begriffsverwendung beobachtet werden (vgl. MEFFERT 1969,S.779; KELLER 1979,S.31f.). In Anlehnung an den englischen Sprachraum hat sich in jüngster Zeit jedoch zunehmend der Begriff der **Flexibilität** für die Behandlung betriebswirtschaftlicher Anpassungsprobleme durchgesetzt (vgl. auch MÖSSNER 1982,S.31).

---

[1] Zur Evolutionstheorie als Element einer betriebswirtschaftlichen Lehre vgl. insbesondere SPRÜNGLI 1981; SEMMEL 1984; SEGLER 1985.

[2] Zum Unterschied biologischer und sozialer Evolution vgl. insbesondere KIESER 1982,S.54f.

[3] Zur Anpassung als Form der Konflikthandhabung in Unternehmungen vgl. z.B. DOROW 1982,S.167ff.

[4] BEHRBOHM (1985,S.35) spricht in diesem Zusammenhang auch von "...erste(n) fragmatische(n) Ansätze(n) zur theoretischen Erörterung des Flexibilitätsgedankens...".

[5] Neben der Arbeit von KALVERAM zählen hierzu die Beiträge von SCHMIDT (1926; 1931), SCHMALENBACH (1928), THEISINGER (1931), ISAAC (1931), FRICKE (1931), LOHMANN (1931), KOSIOL (1931), SCHÄFER (1931), HASENACK (1932) und REICH (1932) (vgl. dazu auch MEFFERT 1968,S.42f.; BEHRBOHM 1985,S.35f.).

Wie eine **Synopse** verschiedener Definitionsvorschläge zum Flexibilitätsbegriff zeigt (vgl. Übersicht 1.3-1), beinhalten zahlreiche Definitionen zur Flexibilität explizit den Begriff der **Anpassung** bzw. der **Anpassungsfähigkeit** (vgl. dazu z.B. JACOB 1967,S.1; MEFFERT 1969,S.784; SCHNEIDER 1971,S.831ff.; WOITHE/GOTTSCHALK 1976, S.706ff.; PREISLER 1978,S.285; EVERSHEIM/SCHAEFER 1980,S.231). Teilweise wird von einem rein sprachlichen Problem ausgegangen, wenn es um das Verhältnis von Flexibilität und Anpassung (-sfähigkeit) geht. So führt SCHNEIDER (1980,S.114) aus: "Anpassungsfähigkeit, im Wissenschaftsdeutsch auch 'Flexibilität' oder 'Elastizität' genannt, ist eines der Modeworte bei dem Bemühen, Regeln für vernünftige Entscheidungen unter Ungewißheit abzuleiten". Wir gehen jedoch im Gegensatz zu SCHNEIDER und einigen anderen Autoren von verschiedenen Bedeutungsinhalten aus[1].

Das **Verhältnis von Flexibilität und Anpassung (-sfähigkeit)** kann näherbestimmt werden, indem ein weiteres konstituierendes Definitionsmerkmal vieler Flexibilitätsbegriffe herangezogen wird: der Systembezug (vgl. z.B. HANSSMANN 1978,S.183; MÖSSNER 1982,S.38; WICHARZ 1983,S.142). MEFFERT (1969,S.781) bezeichnet in diesem Zusammenhang ein offenes, zielgerichtetes, soziotechnisches Entscheidungssystem als das für Flexibilitätsaussagen adäquate Modell der Unternehmung. Dieses Modell soll uns als Grundlage der weiteren Begriffsklärungen dienen.

Betrachten wir die Unternehmung als offenes, zielgerichtetes, soziotechnisches (vgl. dazu ULRICH 1970,S.166ff.; LINDEMANN 1970,S.33) **Entscheidungssystem**, so gelangen wir unmittelbar zur Erklärung des Begriffs "Anpassung". Damit ein offenes System zielorientiert handeln kann, muß die Möglichkeit zur Steuerung, Regelung oder Anpassung (vgl. LÜTHI 1969,S.212ff.; ULRICH 1970,S.120f.) bestehen. Mit FLECHTNER (1966,S.44) lassen sich diese drei Begriffe wie folgt definieren[2]:

"Steuerung: das Ziel wird dem System von außen gesetzt, Richtung und Art des Verhaltens werden von außen dirigiert.
Regelung: das Ziel, der Sollwert, wird von außen gesetzt, das System verändert selbst sein Verhalten so, daß dieser Sollwert erreicht wird.
Anpassung: das System verändert sein Verhalten so, daß sich ein Gleichgewichtszustand zwischen System und Umwelt einspielt - dieser selbst entwickelte Sollwert wird jetzt der künftigen Regelung zugrunde gelegt."

Unter Zugrundelegung dieser kybernetischen Grundsachverhalte setzt die Anpassungsfähigkeit eines Systems voraus, daß sich das betref-

---

[1] Daneben finden sich auch recht ungewöhnliche sprachliche Konstrukte wie "Flexibilität der Anpassung" (LÜCKE 1974,S.718ff.) oder "Anpassungsflexibilität" (WILKENING 1974,S.259).

[2] Zur ausführlichen Darstellung sei auf die zahlreich vorhandene Basisliteratur zur Kybernetik (vgl. z.B. WIENER 1948; ASHBY 1956; BEER 1970; KLAUS 1968) sowie auf die fast unübersehbaren kybernetischen Bezugnahmen in der betriebswirtschaftlichen Literatur (vgl. z.B. KADE/HUJER/IPSEN 1969,S.17ff.; LINDEMANN 1970; BAETGE 1974; BIRCHER 1976) verwiesen.

AUTOR (Quelle)	Definition zur FLEXIBILITÄT
JACOB,H. (1967,S.1)	Anpassungsfähigkeit an unterschiedlich für möglich erachtete Entwicklungen
MEFFERT,H. (1969,S.784)	Negativ ausgedrückt ist eine Unternehmung dann inflexibel, wenn sie keine Möglichkeit besitzt, sich an neue, im ursprünglichen Zeitpunkt der Planung nicht bekannte Umweltsituationen anzupassen
MELLWIG,W. (1972b,S.734)	Flexibilität als wirtschaftliche Möglichkeit zur Angleichung der unternehmerischen Maßnahmen an mehrere alternative Datenentwicklungen
DICHTL,E. (1977,S.175)	(1) sich zeitlich nur so weit wie unbedingt nötig festzulegen und (2) sicherzustellen, daß die zunächst zu ergreifenden Maßnahmen hinsichtlich der später zu beschreitenden Wege noch eine Reihe von Möglichkeiten offenlassen, ohne daß im Augenblick allzu große Abstriche von der aus gegenwärtiger Sicht besten Vorgehensweise gemacht werden müssen
EPPINK,D.J. (1978,S.10)	Flexibility can be seen as a characteristic of an organization that makes it less vulnerable for or puts it in a better position to respond sucessfully to unforeseen environmental change
HANSSMANN,F. (1978,S.183)	Fähigkeit eines Systems, in alternativen Umweltkonstellationen gut zu funktionieren
EVERSHEIM,W./ SCHAEFER,F.-W. (1980,S.231)	Flexibilität eines Unternehmens, verstanden als Anpassungsfähigkeit oder Reaktionsfähigkeit
MÖSSNER,G.U. (1982,S.38)	Die Fähigkeit eines Systems, auf Veränderungen der Systemumwelt mit entsprechenden Veränderungen des Systems zu reagieren, damit ein angestrebter Vorzugszustand erreicht bzw. erhalten werden kann

Übersicht 1.3-1: (Fortsetzung S.17)

AUTOR (Quelle)	Definition zur FLEXIBILITÄT
WEINMANN,H. (1982,S.87)	... Anpassungsfähigkeit an zukünftig auftretende Ereignisse und Zustände, die nicht mit Sicherheit prognostiziert werden können
MAIER,U. (1982,S.107)	Unter der Flexibilität eines betrieblichen Systems ist ... das der Gesamtheit betrieblicher Leistungsprozesse eigene Änderungsvermögen zu verstehen, welche das System befähigt, unter wechselnden Bedingungen sowie bei inneren und äußeren Störungen ein vorgegebenes Ziel zu verwirklichen oder neue Ziele zu bestimmen
WICHARZ,R.E. (1983,S.142)	Flexibilität ist die Fähigkeit eines offenen, teleologischen, dynamischen Systems zu aktuellen zieladäquatem Verhalten bei geänderten Bedingungen
JONES,R.A./OSTROY,J.M. (1984,S.13)	One position is more flexible than another if it leaves available a larger set of future positions at any given level of cost

Übersicht 1.3-1: Synopse zum Flexibilitätsbegriff

fende System selbst Sollwerte setzen kann. Ansonsten kann das System höchstens Regelungs- und/oder Steuerungsfähigkeit besitzen.

Wir wollen entsprechend dieser Definition unter **Anpassungsfähigkeit** die Eigenschaft eines Systems verstehen, sein Verhalten so zu ändern, daß ein Gleichgewichtszustand zwischen System und Umwelt[1] entsteht, wobei der Sollwert für die zukünftige Regelung selbst entwikkelt wird. Anpassungsfähigkeit ist damit eine Systemeigenschaft, die bei Systemen aller Art auftreten kann. Den Begriff der **Flexibilität**

[1] Ein Gleichgewichtszustand zwischen System und Umwelt besteht, wenn das System seinen Zustand bei konstanter Umwelt nicht verändert.

wollen wir jedoch auf Entscheidungssysteme einschränken[1,2,3], diese setzen die neuen Sollwerte bewußt, d.h. zielorientiert. Damit bezeichnet Flexibilität die Fähigkeit eines Entscheidungssystems, sic zielorientiert anzupassen.

Aufgrund dieser Einschränkung ist die **Zielorientiertheit** das zweite konstituierende Element des Flexibilitätsbegriffs.

Der letzte zu erörternde Begriffskomplex betrifft die "**verschiedene möglichen Bedingungskonstellationen**", welche eine Anpassung erforderlich werden lassen. Hierzu sind in der Literatur drei Auffassungen zu konstatieren:

(1) Flexibilität beinhaltet die Fähigkeit, sich an für möglich erachtete, **vorhergesehene** Umweltentwicklungen anzupassen (vgl. z.B. JACOB 1967,S.2ff.; MELLWIG 1972a,S.18ff.; HAX/LAUX 1972a, S.319ff.);
(2) Flexibilität beinhaltet die Fähigkeit, sich an nicht bekannte, **unvorhergesehene** Umweltentwicklungen anzupassen (vgl. MEFFERT 1969,S.784; EPPINK 1978,S.10);
(3) Flexibilität beinhaltet die Fähigkeit, sich sowohl an **vorhergesehene als auch nicht vorhergesehene** Umweltentwicklungen anzupassen (vgl. MÖSSNER 1982,S.54f.).

Wir wollen im folgenden die dritte Auffassung teilen[4]. Damit finden

---

[1] MEFFERT (1969,S.781) spricht vom **Entscheidungssystem** als dem adäquaten Modell der Unternehmung für Flexibilitätsaussagen; KRAHNEN/SCHMIDT/TERBERGER (1985,S.255) fordern, daß "das Konzept der Flexibilität ... in den Rahmen der Theorie der Entscheidungsprozesse (gehört)"; ebenso fand der Begriff der Flexibilität über entscheidungstheoretische Probleme Eingang in die Betriebswirtschaftslehre (vgl. dazu HART 1940,S.1ff.; MARSCHAK/NELSON 1962, S.42ff.; SCHNEIDER 1971,S.831ff.; 1972a,S.745: HAX/LAUX 1972a, S.318ff.; MELLWIG 1972b,S.724ff.; u.a.m.). Vgl. ferner dazu SWOBODA (1964,S.14ff.).

[2] Umgangssprachlich kommt diese Differenzierung etwa darin zum Ausdruck, daß ein Mensch, der bewußt entscheidet, als flexibel, eine Pflanze oder ein Tier als anpassungsfähig bezeichnet wird, wenn der systemtheoretische Tatbestand der "Anpassung" erfüllt ist.

[3] Diese Unterscheidung besitzt jedoch in erster Linie nur für diese begriffliche Abgrenzung Bedeutung. Im weiteren Verlauf der Arbeit läßt es sich nicht immer vermeiden, den übergeordneten Begriff der Anpassungsfähigkeit anstelle des Terminus der Flexibilität zu verwenden, da ein Teil der Literatur keine Unterscheidung zwischen diesen beiden Begriffen vornimmt.

[4] Bei der ersten Auffassung dient das Flexibilitätskonzept als Lösung des Problems der Entscheidungsfindung unter Ungewißheit; hier muß man sich der Kritik SCHNEIDERS (1972b,S.747) anschließen, wonach das Flexibilitätskonzept nicht das Problem der Entscheidungsfindung unter Ungewißheit löst. Bei der zweiten Auffassung stellt sich das Problem der praktischen Meßbarkeit: wann gilt eine Umweltentwicklung als nicht vorhersehbar ?

alle drei Stufen betriebswirtschaftlicher Voraussicht[1] Berücksichtigung im Flexibilitätskonzept.

Definitionen, welche die drei von uns als wesentlich herausgearbeiteten Begriffselemente beinhalten, sind diejenigen von MÖSSNER und WICHARZ (vgl. Übersicht 1.3-1). Hieran anlehnend wollen wir den Terminus der **Flexibilität** in der weiteren Arbeit wie folgt verwenden:

> Flexibilität ist die Fähigkeit eines Entscheidungssystems, sich zielorientiert an - vorhergesehene und nicht vorhergesehene - Veränderungen der Systemumwelt mit entsprechenden Veränderungen des Systems anzupassen, damit ein angestrebter Vorzugszustand erreicht bzw. erhalten werden kann.

Nachdem wir den Begriff der Flexibilität definiert haben, wollen wir ihn kurz von den anderen verwandten Termini abgrenzen:

- **Elastizität** ist eine Unterform der Flexibilität. In Analogie zum naturwissenschaftlichen und technischen Sprachgebrauch wollen wir nur von Elastizität sprechen, wenn das System in den ursprünglichen Zustand zurückverwandelt werden kann[2][3]. Da gerade "bei den wirtschaftlichen Elastizitätserscheinungen niemals eine völlige Umkehrbarkeit gegeben (ist)" (RIEBEL 1954,S.98)[4], werden Elastizitätsprobleme in der vorliegenden Arbeit nicht behandelt.
- **Variabilität**[5] und/oder **Mobilität** machen zusammen die **Varietät** bzw. Flexibilität eines Systems im engeren Sinne aus. Varietät bezeichnet die Veränderbarkeit von Systemparametern, die dem System die Möglichkeit gibt, auf Veränderungen der Umwelt zu reagieren (MÖSSNER 1982,S.37). Mobilität wollen wir dabei auf die räumliche, Variabilität auf die sachliche Dimension beziehen (vgl. auch WOITHE/

---

[1] Als da wären: vollkommene, ungewisse und mangelnde Voraussicht.

[2] Auf den Widerspruch zwischen betriebswirtschaftlicher und umgangssprachlicher Terminologie bzgl. des Elastizitätsbegriffs weist auch KELLER (1979,S.30f.) hin, ohne allerdings entsprechende Konsequenzen hieraus zu ziehen. Insbesondere übersieht er u.E., daß sich für die von ihm beschriebene "Fähigkeit zur Anpassung und Umstellung", in der "auch zum Teil nicht umkehrbare Anpassungs- und Umstellungsvorgänge mit einbezogen (werden)" (KELLER 1979,S.30), der Begriff der Flexibilität weitgehend durchgesetzt hat.

[3] Nach dieser Unterscheidung ist eine Maschine, die "auf Knopfdruck" unterschiedliche Produktarten herstellt, elastisch, da sie jederzeit in ihren Ursprungszustand zurückversetzt werden kann; ein Außendienstmitarbeiter, der die Fähigkeit besitzt, sich aufneuartige Produkte und auf die Bearbeitung neuer Märkte umzustellen, ist dagegen flexibel. Sobald seine Flexibilität in Anspruch genommen wird, kann er nicht mehr in den Ursprungszustand zurückversetzt werden, da er über neue Kenntnisse und Fähigkeiten verfügt.

[4] In diesem Zusammenhang sei an das Problem der Kostenremanenz erinnert (vgl. dazu RIEBEL 1954,S.97ff.; KELLER 1979,S.30f.).

[5] EVERSHEIM/SCHAEFER (1980,S.231) verwenden diesen Begriff in dem Sinne, daß Variabilität die Möglichkeit zur Anpassung der Flexibilität bezeichnet.

GOTTSCHALK 1976,S.12). Varietät ist eine wichtige Voraussetzung der Flexibilität; wir werden uns daher an anderer Stelle noch eingehender mit diesem Begriff auseinandersetzen (vgl. dazu 1.3.4). Um im Rahmen dieses Abschnittes eine erste Abgrenzung zwischen Flexibilität und Varietät vorzunehmen, sei darauf hingewiesen, daß eine Anpassung nur dann erfolgen kann, wenn eine Umweltveränderung und damit ein Flexibilitätsbedarf festgestellt werden kann, wenn also eine informative Umweltkopplung vorhanden ist.

- Ebenfalls eng mit dem Flexibilitätsbegriff hängt die **Korrigierbarkeit von Entscheidungen** zusammen. Dieser Terminus kann wiederum als eine spezielle Form der Flexibilität aufgefaßt werden. Korrigierbarkeit impliziert dabei, daß eine Anpassung des Systems durch Abänderung einer einmal getroffenen Entscheidung erfolgt. Dagegen kann Flexibilität auch den Fall beinhalten, daß eine Anpassung über festgelegte, nicht korrigierbare Entscheidungen vollzogen wird.

1.3.2 Alternative Verhaltensmöglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität

Flexibilität ist, wie wir gesehen haben, die Fähigkeit einer Unternehmung, sich an veränderte Umweltbedingungen anzupassen, damit ein angestrebter Vorzugszustand erreicht bzw. erhalten werden kann. Dieses ist m.a.W. die **Funktion**, das **Ziel der Flexibilität**.

Neben der Bereitstellung einer ausreichenden Flexibilität stehen allerdings **weitere Verhaltensmöglichkeiten** zur Verfügung, mit denen eine Unternehmung auf **Umweltveränderungen reagieren** kann, um einen angestrebten Vorzugszustand aufrecht zu erhalten (vgl. MÖSSNER 1982, S.72). Um die Bedeutung der Flexibilität bzw. der Anpassung als eine dieser Verhaltensmöglichkeiten beurteilen zu können, müssen wir uns im folgenden auch kurz mit den anderen denkbaren Verhaltensweisen einer Unternehmung auseinandersetzen. Sollte sich beispielsweise herausstellen, daß die Bereitstellung von Flexibilität für jede Unternehmung eine zentrale, kaum zu ersetzende Verhaltensweise ist, um auf Umweltveränderungen zu reagieren, so würde dieses Ergebnis die Forderung nach besonders intensiven Forschungsbemühungen in bezug auf alle Flexibilitätsprobleme nach sich ziehen.

Bei der Diskussion alternativer Verhaltensmöglichkeiten ist zunächst eine Unterscheidung in **aktive** und **passive** Verhaltensweisen wesentlich (vgl. dazu MIROW 1969,S.78ff.; DIENSTBACH 1972,S.58f.; KRÜGER 1974,S.65; BURKHARDT 1977,S.76ff.). Eine **passive** Verhaltensweise liegt vor, wenn der Verhaltensprozeß der Unternehmung in bezug auf Veränderungen der Umwelt (umweltorientiertes Verhalten) nicht die Initiierung zur Entwicklung einer Antwortstrategie beinhaltet. Eine **aktive** Verhaltensweise liegt dementsprechend vor, wenn es gelingt, Antwortstrategien zu entwickeln (vgl. dazu auch KRÜGER 1974,S.65).

Innerhalb der passiven und der aktiven Verhaltensweise lassen sich verschiedene Möglichkeiten unterscheiden (vgl. dazu insbesondere KRÜGER 1974,S.65ff.; ANSOFF 1976,S.136f.; MÖSSNER 1982,S.73f.):

(1) **Isolation:**
Die Isolation bildet den Extremfall passiven Verhaltens: eine Beobachtung der Umwelt unterbleibt.
(2) **Ignoranz:**
Die Umwelt wird zwar beobachtet, relevante Umweltveränderungen werden jedoch übersehen.
(3) **Indifferenz:**
Die Unternehmung betreibt eine regelmäßige Umweltbeobachtung, nimmt auch relevante Umweltveränderungen wahr, läßt aber keine Prozeßauslösung zur Suche einer Antwortstrategie folgen. Als Unterformen der Indifferenz können die von MÖSSNER (1982,S.72f.) beschriebenen Verhaltensweisen der **Ohnmacht** und der **Resistenz** (vgl. dazu auch REHKUGLER 1984,S.129) interpretiert werden. Im ersten Fall sieht die Unternehmung keine Möglichkeit, auf die Umweltveränderung entsprechend zu reagieren, im zweiten Fall wird eine Reaktion nicht für erforderlich gehalten (vgl. MÖSSNER 1982,S.73).
(4) **Beeinflussung** (Aggressives Verhalten)
Als Reaktion auf eine Umweltveränderung versucht die Unternehmung ihrerseits, auf den relevanten Umweltbereich Einfluß zu nehmen (vgl. KRÜGER 1974,S.66; MÖSSNER 1982,S.74; REHKUGLER 1984,S.129). "Dieses Verhalten ist **aggressiv** insofern, als es den Wandel in der Umwelt nicht als Datum hinnimmt, sondern ihn in irgendeiner Form aktiv zu beeinflussen versucht" (KRÜGER 1974,S.66). Dieses ist beispielsweise der Fall, wenn eine Unternehmung durch Lobby u.ä. Einfluß auf die Gestaltung eines Gesetzes nimmt (vgl. dazu auch STAEHLE 1971,S.281).
(5) **Anpassung** (Adaptives Verhalten)
Im Gegensatz zur Beeinflussung nimmt die Anpassung und damit die Bereitstellung von Flexibilität die Umweltveränderungen als Datum hin. Die Unternehmung versucht, durch entsprechende Aktivitäten mit ihnen Schritt zu halten.
(6) **Rückzug** (Regressives Verhalten)
Beim regressiven Verhalten wird die Umweltveränderung ebenfalls als Datum angesehen. Jedoch sieht die Unternehmung nunmehr keine Möglichkeit, sich anzupassen und zieht sich daher aus dem betreffenden Umweltbereich zurück; im Extremfall führt dieses Verhalten zur Aufgabe der Unternehmenstätigkeit.

Die hier isoliert behandelten idealtypischen Verhaltensweisen können realiter "aufeinanderfolgen, sich gegenseitig ablösen, aber auch ergänzen und überlagern" (KRÜGER 1974,S.68). Daher ist es notwendig, sich bei der Diskussion von Anpassungsproblemen, wie dieses in der vorliegenden Arbeit geschieht, - zumindest grundsätzlich - auch mit den anderen Verhaltenstypen bei Umweltveränderungen auseinanderzusetzen.

Um festzustellen, in welchem Maße Anpassung bzw. die Bereitstellung von Flexibilität durch die vorgestellten alternativen Reaktionsmöglichkeiten ersetzt werden kann, ist eine kurze **Bewertung** der verschiedenen umweltorientierten Verhaltensweisen vorzunehmen.

Isolation und **Ignoranz** sind zu vermeiden. In beiden Fällen werden relevante Umweltveränderungen nicht wahrgenommen. Die Unternehmung kann nur losgelöst von ihrer Umwelt handeln. Da der Zielerreichungsgrad eines offenen Systems, wie es die Unternehmung darstellt, erheblich von den Entwicklungen der Umwelt beeinflußt wird, kann ein

angestrebter Vorzugszustand bei Isolation nur zufällig erreicht bzw. erhalten werden. Zudem können Isolation und Ignoranz zu einem Rückzug führen (vgl. auch MÖSSNER 1982,S.73). Ein völliger Rückzug, also der Untergang einer Unternehmung, muß im allgemeinen jedoch als unerwünscht angesehen werden[1].

Die Verhaltensweise der **Indifferenz** muß unterschiedlich bewertet werden. Indifferentes Verhalten gegenüber der Umwelt muß abgelehnt werden, wenn es nicht "gewollt" ist. Dieses ist etwa der Fall, wenn eine wahrgenommene Umweltveränderung in der Unternehmung "versikkert", so daß keine Reaktion ausgelöst wird (vgl. dazu auch LEEDS 1964,S.115ff.; KRÜGER 1974,S.66). Eine wahrgenommene Umweltveränderung kann im System Unternehmung versickern, weil die betreffenden Informationen "gefiltert, gefälscht oder als irrelevant zurückgestellt werden" (KRÜGER 1974,S.66).

Ebenso stellt die **Ohnmacht** eine ungewollte und damit auch eine unerwünschte Verhaltensweise dar (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.75). Eine Unternehmung, die (ständig) keine Möglichkeit sieht, auf die Umweltveränderungen entsprechend zu reagieren, wird zum Spielball der Umwelt. Eigene Ziele können damit nicht mehr angestrebt werden. Der Zielerreichungsgrad wird der Unternehmung von der Umwelt auferlegt.

Als gewolltes **indifferentes** Verhalten muß die **Resistenz** angesehen werden. Die Unternehmung hat eine Umweltveränderung wahrgenommen und deren Bedeutung erkannt. Eine Reaktion wird jedoch nicht für erforderlich gehalten, etwa weil die Auswirkung der Umweltveränderung auf die Zielerreichung für gering gehalten wird, d.h. es wird eine geringe Erfolgselastizität[2] diagnostiziert (vgl. MÖSSNER 1982,S.73). Diese Verhaltensweise muß als funktionales Äquivalent (vgl. dazu insbesondere LUHMANN 1968,S.236ff.) zur Anpassung und damit zur Flexibilität angesehen werden, da sie "dem gleichen Zweck, nämlich einer angemessenen Zielerreichung trotz wechselnder und/oder beschränkt vorhersehbarer Umweltentwicklungen (dient)" (MÖSSNER 1982,S.75). Der Vorteil dieser Verhaltensweise dürfte vor allem darin liegen, daß die Unternehmung nicht bei jeder (geringfügigen) Umweltveränderung in ein unangemessenes, hektisches "Treiben" verfällt.

Neben der Resistenz ist die **Beeinflussung** als funktionales Äquivalent zur Anpassung und damit zur Flexibilität einzustufen (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.75f.). Die Möglichkeit zur Beeinflussung dürfte aufgrund situativer Kontextfaktoren von Unternehmung zu Unternehmung

---

[1] Ausnahmen bilden Unternehmungen, die von Vornherein nur für einen begrenzten Zeitraum gegründet werden. Dieses trifft für die hier behandelten Unternehmungen der EVU nicht zu.

[2] Die Erfolgselastizität (e_E) beschreibt die Abhängigkeit des Unternehmungserfolges (Z) von Umweltveränderungen (U) (vgl. dazu insbesondere WITTMANN 1959,S.187ff.; ENGELS 1962,S.101ff.). Sie läßt sich definieren durch:

$$e_E = \frac{Z}{U} \cdot \frac{U}{Z} .$$

stark variieren. So sind beispielsweise bei einer Großunternehmung die wesentlich besseren Voraussetzungen gegeben, in einem Markt einen Preiskampf zu führen, als dieses bei einer sehr kleinen Unternehmung der Fall ist. Letztere kann sich in ihrer Preisgestaltung vornehmlich nur an den Markt anpassen, es sei denn, sie agiert in einer Marktnische. Es ist jedoch offensichtlich, daß auch eine Großunternehmung die Umwelt nur in begrenztem Maße beeinflussen kann; dem Zwang zur Anpassung kann sich keine Unternehmung entziehen (vgl. dazu z.B. KIESER 1969,S.273; LÜTHI 1969,S.211; LUHMANN 1972,S.38ff.; ULRICH 1976,S.68; MÖSSNER 1982,S.76)[1].

Damit haben wir **zusammenfassend** gezeigt, daß trotz bestehender alternativer Verhaltensmöglichkeiten jede Unternehmung in der Lage sein muß, sich an geänderte Umweltentwicklungen anzupassen, um einen angestrebten Vorzugszustand aufrecht zu erhalten; jede Unternehmung muß damit über einen gewissen Grad an Flexibilität verfügen.

1.3.3 Flexibilitätsarten

Die Fähigkeit einer Unternehmung, sich an veränderte Umweltbedingungen anzupassen, tritt in einer **Vielzahl unterschiedlicher Ausprägungen** auf. Sie kann z.B. auf bestimmte Umweltbedingungen beschränkt sein oder sich etwa auf einzelne Funktionsbereiche der Unternehmung begrenzen. Um festzustellen, ob (Stromverbrauchs-) Prognosemodelle auf bestimmte Ausprägungen betrieblicher Flexibilität beschränkt sind, muß eine systematische Darstellung der wesentlichen Flexibilitätsarten vorgenommen werden. Hierdurch kann zum einen festgestellt werden, ob eine (Stromverbrauchs-) Prognose nur eine oder einige wenige spezifische Flexibilitätsart(en) tangiert; ist dieses der Fall, so wären die weiteren Ausführungen in starkem Maße an dieser(n) Flexibilitätsart(en) auszurichten. Zum anderen zeigt eine vollständige Darstellung aller (wesentlichen) Flexibilitätsarten die gesamte Komplexität und Vielfalt des Flexibilitätsphänomens auf; dieses erlaubt,den Beitrag einzelner Flexibilitätsarten zur Gesamtflexibilität einer Unternehmung zu beurteilen.

In der Literatur existieren einige Vorschläge, die Vielzahl von **Flexibilitätsarten** zu erfassen (vgl. dazu insbesondere MÖSSNER 1982, S.62ff.; MAIER 1982,S.126ff.; MEFFERT 1985,S.122ff.). Da die Vorschläge z.T. wenig systematisch, widersprüchlich, in sich inkonsistent und miteinander kaum kompatibel sind, wollen wir diese nicht im einzelnen diskutieren. Statt dessen soll ein auf diesen Ansätzen aufbauender Vorschlag zur systematischen Darstellung der Flexibilitätsarten entwickelt werden. Dabei werden wir aber nur solche Flexibilitätsarten explizit und ausführlich ansprechen, auf deren Vorhandensein und Höhe (Stromverbrauchs-) Prognosemodelle einen (direkten und wesentlichen) Einfluß haben.

Eine **Systematisierung der Flexibilitätsarten** muß an dem jeweils verwendeten Flexibilitätsbegriff ansetzen. Wir verstehen unter Flexibi-

---

[1] TOFFLER (1985,S.1) verwendet für Unternehmungen, die sich nicht anpassen, die treffende Metapher vom "organizational dinosaurs".

lität die Fähigkeit eines Systems, sich bei vorhergesehenen oder unvorhergesehenen Umweltveränderungen anpassen zu können, um einen angestrebten Vorzugszustand zu erreichen bzw. zu erhalten (vgl.1.3.1). Verschiedene Arten von Flexibilität müssen sich damit anhand der Umweltveränderung und des Anpassungsprozesses unterscheiden lassen: beispielsweise wird je nach Art der Umweltveränderung eine andere Form der Flexibilität benötigt, um auf die Umweltveränderung adäquat,d.h. so, daß der angestrebte Vorzugszustand erreicht wird bzw. erhalten bleibt, reagieren zu können.

Zur Herausarbeitung der verschiedenen Flexibilitätsarten ist in der Abbildung 1.3-1 schematisch und vereinfachend der **Zusammenhang** zwischen **Umweltveränderung und Anpassungsprozeß** visualisiert. Danach wirkt eine vorhergesehene oder unvorhergesehene Umweltveränderung (Störung) auf ein System ein, wodurch ein Anpassungsbedarf ausgelöst wird. Durch Transformation des Systems vom Zustand S_0 in den Zustand S_1 wird die Anpassung zwischen den beiden Zeitperioden t_0 und t_1 vollzogen und ein angestrebter Vorzugszustand (wieder-) hergestellt. Um diesen Anpassungsprozeß infolge einer Störung vollziehen zu können, wird Flexibilität benötigt. In Abhängigkeit von der Art der Störung wird eine unterschiedliche Flexibilität benötigt, woraus unterschiedliche Flexibilitätsarten differenziert werden können. Da die Störungen für das System Probleme bereiten, sollen diese Flexibilitätsarten unter den Begriff der **Problemdimension** gefaßt werden. Die Problemdimension spiegelt daher den bestehenden **Flexibilitätsbedarf** wider (vgl.auch MAIER 1982,S.127).

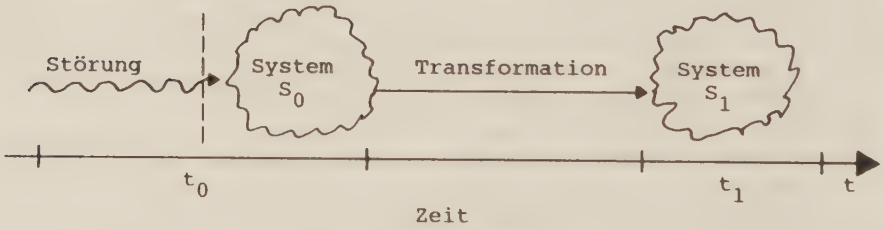


Abb.1.3-1: Der Zusammenhang zwischen Umweltveränderung und Anpassungsprozeß

Dem Flexibilitätsbedarf muß ein **Flexibilitätsangebot** gegenübergestellt werden. Dieses erfolgt im Rahmen der **Grunddimension** der Flexibilität. Diese beinhaltet alle diejenigen Elemente und Strukturen, "... die Anpassungsprozesse entweder initiieren können oder selbst Gegenstand von Anpassungen sein können" (MAIER 1982,S.126ff.). Durch die Grunddimension des Anpassungsprozesses erfolgt die Systemtransformation zur (Wieder-) Herstellung eines angestrebten Vorzugszustands.

Schließlich ist der Anpassungsprozeß ein dynamisches Phänomen. Insofern muß noch eine **Zeitdimension** beachtet werden.

Anhand dieser drei Dimensionen eines Anpassungsprozesses wollen wir im folgenden die verschiedenen Flexibilitätsarten herausarbeiten. Dabei gehen wir zweckmäßigerweise von der Grunddimension der Anpassung aus.

(1) Grunddimension

Die Systematisierung von Flexibilitätsarten anhand der **Grunddimensionen** des Anpassungsprozesses wollen wir analog zu MAIER (1982, S.126ff.) vornehmen. Danach kann die Transformation eines Systems zum Zweck der Anpassung (Anpassungsaktion) mit den in Abbildung 1.3-2 dargestellten Bestandteilen (vollständig) beschrieben werden. Jeder dieser Bestandteile spiegelt damit eine spezifische Flexibilitätsart wider.

Die **Entstehungsdimension** gibt in ihrer Gesamtheit Auskunft über die Flexibilität an sich (vgl. MAIER 1982,S.129); die **Aktionsbereiche** geben an, in welchem (funktionalen) Bereich der Unternehmung Flexibilität benötigt bzw. bereitgestellt wird; die **Prozeßebene** zeigt schließlich an, welcher in einer Unternehmung ablaufende Prozeß Flexibilität benötigt bzw. beinhaltet.

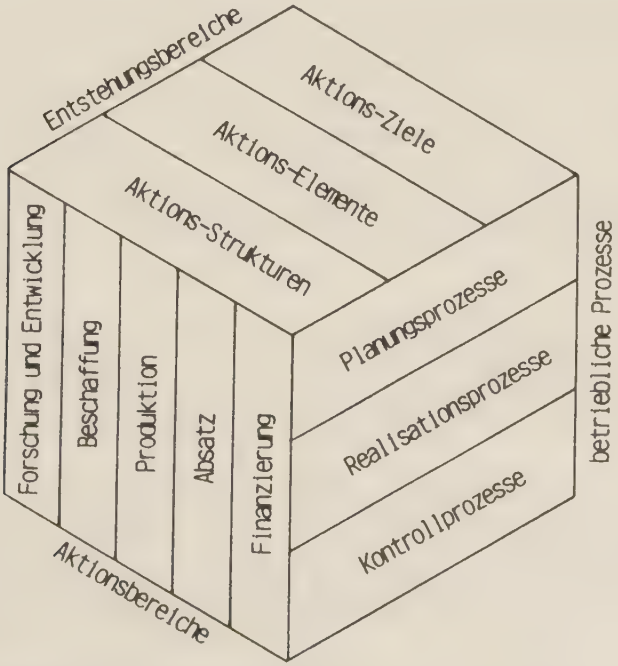


Abb.1.3-2: Die Bestandteile der Grunddimension (Quelle: analog zu MAIER 1982,S.128)

(a) Entstehungsdimension

Flexibilität kann nur entstehen, wenn die wesentlichen Teile und Eigenschaften eines Entscheidungssystems veränderlich sind; diese Veränderlichkeit wird dann bei einer Anpassungsaktion ausgenutzt. Dabei läßt sich die Entstehung von Flexibilität auf das Vorhandensein einer zielbedingten, einer elementbedingten und einer strukturbedingten Veränderlichkeit zurückführen. Insofern ist es gerechtfertigt, **Aktionsziele, Aktionselemente** und **Aktionsstrukturen** als die **Entstehungsdimensionen** der Flexibilität zu bezeichnen. Da Prognosemodelle den Aktionselementen zuzuordnen sind, wollen wir uns nur mit diesen näher beschäftigen.

Aktionselemente, welche die elementbedingte Entstehungsdimension der Flexibilität bilden, sind die menschlichen Aktions- und Entscheidungsträger, die Aktionsmittel und die Aktions- bzw. Entscheidungsobjeke. Dieses führt zu den Begriffen der **personellen Flexibilität**, der **technischen Flexibilität** und der **objektbedingten Flexibilität** (vgl. dazu insbesondere MAIER 1982,S.137ff.). Von diesen Flexibilitätsarten wollen wir wiederum nur die von (Stromverbrauchs-) Prognosemodellen betroffene technische Flexibilität behandeln.

Zur Durchführung der Planungs-, Realisations- und Kontrollprozesse bedienen sich die Aktionssubjekte vielfältiger Aktionsmittel. Deren Eigenschaften bestimmen die **technische Flexibilität**. Allgemein läßt sich dabei etwa eine möglichst vielseitige, leicht umrüstbare, erweiterungs- und kompensationsfähige Gestaltung der Aktionsmittel fordern (vgl. dazu auch MAIER 1982,S.143ff.), um in diesem Zusammenhang einen möglichst großen Beitrag zur Flexibilität leisten zu können. Diese Forderungen betreffen natürlich auch die in einer Unternehmung verwendeten Managementtechniken, wie z.B. die ein gesetzten Prognosemodelle, die somit einen Teil der gesamten technischen Flexibilität einer Unternehmung berühren.

(b) Aktionsbereiche

Die Flexibilität kann sich auf verschiedene **Aktionsbereiche** beziehen. Dabei bietet sich eine Differenzierung nach den Funktionen einer Unternehmung an[1]. Demnach ist eine Flexibilität des Beschaffungs-, des Forschungs- und Entwicklungs-, des Produktions-, des Absatz- und des Finanzbereichs zu unterscheiden[2].

Da ein Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell als Teil des gesamten Marketing-Informationssystems eines EVU anzusehen ist, betrifft ein solches Modell in erster Linie die Flexibilität des **Absatzbereichs**.

Allgemein wird die **Flexibilität im Absatzbereich** (vgl. dazu auch DICHTL 1970,S.146ff.; WEINMANN 1982; MEFFERT/WALTERS 1984,S.141ff.)

---

[1] VOLBERG (1981,S.41) spricht in diesem Zusammenhang auch von einer funktionsorientierten Betrachtungsweise als einer möglichen Erscheinungsform der Flexibilität.

[2] Zu dieser Differenzierung betrieblicher Funktionsbereiche vgl. WELGE 1985,S.431ff.

von der Fähigkeit einer Unternehmung bestimmt, sich auf neuartige Produkte und auf die Bearbeitung neuer Märkte umzustellen (vgl. MEFFERT 1985,S.127). Dieses wird im wesentlichen festgelegt durch die verwendeten Marketing-Informationssysteme, die Vertriebsorganisation, die personellen Fähigkeiten der Mitarbeiter im Absatzbereich sowie die eingesetzten logistischen Systeme.

(c) Prozeßebene

Die Flexibilität einer Unternehmung wird in erheblichem Umfang von ihrer Handlungsschnelligkeit mitbestimmt. Damit rücken betriebliche Prozesse in den Vordergrund. Für diesen Teil der betrieblichen Anpassungsfähigkeit prägt MEFFERT (1985,S.126) den Begriff der **Prozeßflexibilität**, der sich auf **Planungs-, Realisations-** und **Kontrollprozesse** beziehen kann. Soll auf eine Umweltveränderung eine möglichst adäquate Anpassung so schnell wie möglich erfolgen, so ergeben sich daraus bestimmte Gestaltungsanforderungen an die Planungs-, Realisations- und Kontrollprozesse.

Ein Modell zur Stromverbrauchsprognose und -analyse dient zur Verbesserung von **Planungs- und Kontrollprozessen** und somit zur Verbesserung der damit verknüpften Prozeßflexibilität.

Im Bereich des **Planungsprozesses** nennt MEFFERT (1985,S.129) folgende Gestaltungsempfehlungen, die zu einer erhöhten Prozeßflexibilität führen:

- Einsatz einer Eventualplanung[1] (vgl. auch HAMMER 1982,S.18);
- Verwendung standardisierter Planungsmodelle[2];
- Einsatz von Früherkennungssystemen[3].

Durch geeignete Gestaltung eines (Stromverbrauchs-) Prognosemodells können alle diese Gestaltungsempfehlungen unterstützt werden, so daß eine (Stromverbrauchs-) Prognose in erheblichem Umfang zu einer Planungsprozeßflexibilität beitragen kann.

Ferner kann ein Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell zur Verbesserung der Prozeßflexibilität im Rahmen der **Kontrollprozesse** beitragen, indem etwa eine Feedforward-Kontrolle der Stromverbräuche die Handlungsschnelligkeit gegenüber einer herkömmlichen Feedback-Kontrolle (vgl. dazu z.B. SCHREYÖGG/STEINMANN 1985,S.392f.; STEINLE 1986,S.9f.) in ganz erheblichem Umfang erhöht.

---

[1] In einer Eventualplanung werden Eventual-, Alternativ- oder Schubladenpläne erarbeitet, die auf verschiedene Umweltentwicklungen abstellen (vgl. PFOHL 1981,S.134). Bei Veränderung der Umwelt wird der entsprechende Plan zur Realisation gebracht (vgl. dazu auch LEHNEIS 1971,S.105f.); die gesamte Anpassungszeit kann verkürzt werden - eine Eventualplanung kann jedoch nicht unvorhergesehene Veränderungen berücksichtigen !

[2] Diese ermöglichen eine Verkürzung des Planungszyklusses für ständig wiederkehrende Probleme.

[3] Vgl. hierzu z.B. RIESER 1978; ALBACH/HAHN/MERTENS 1979; KRYSTEK 1981,S.186ff.; HAHN/KLAUSMANN 1984,S.250ff.; u.v.a.m.

Neben der Verkürzung der Planungs-, Entscheidungsumsetzungs- (Realisations-) und Kontrollzyklen kommt einer **Synchronisation** besondere Bedeutung zu (vgl. dazu ANSOFF 1984,S.426f.; MEFFERT 1985,S.129). Durch eine Integration von Planung und Kontrolle kann eine intensivere Auseinandersetzung mit der neuen Situation erfolgen und können gleichzeitig Anpassungswiderstände abgebaut werden (vgl. MEFFERT 1985,S.129)[1]. Durch eine gegenüber der Entscheidungsumsetzung zeitlich nur geringfügig versetzte Prämissen-und (Plan-) Fortschrittskontrolle (vgl. dazu WILD 1982,S.44;PFOHL 1981,S.60f.) wird es möglich, bereits sehr frühzeitig die Eignung durchgeführter Anpassungsmaßnahmen festzustellen, sowie neuen Anpassungsbedarf zu konstatieren.

(2) Problemdimension

Flexibilitätsarten, die sich auf die Problemdimension von Anpassungsprozessen zurückführen lassen, kennzeichnen einen unterschiedlichen Bedarf an Flexibilität. Dieser Flexibilitätsbedarf wird in erster Linie durch die Art einer auftretenden Umweltstörung bestimmt.Danach wollen wir unterscheiden:

- **offensive** vs. **defensive** Flexibilität,
- **interne** vs. **externe** Flexibilität und
- **operative** vs. **strategische** Flexibilität.

Da die verschiedenen Arten nicht überschneidungsfrei sind, wie im folgenden noch zu sehen sein wird, werden durch (Stromverbrauchs-) Prognosemodelle alle nach der Problemdimension differenzierten Flexibilitätsarten - wenn auch in unterschiedlich starkem Maße - tangiert.

Die Unterscheidung in eine offensive und eine defensive Flexibilität geht zurück auf ANSOFF (1965,S.51ff.). Dem Begriff der **defensiven Flexibilität** ist eine Auffassung inhärent, die Umweltveränderungen als Bedrohungen für die Unternehmung ansehen. In diesem Fall erfolgt eine Anpassung nur zur Sicherung des Unternehmungsbestandes bzw. eines vorgegebenen Entscheidungsziels (vgl. auch MÖSSNER 1982,S.67); der Bedarf an bereitzustellender Flexibilität beschränkt sich auf Umweltentwicklungen, die eine Bedrohung darstellen. Dagegen erlaubt die **offensive Flexibilität** auch die Ausnutzung von Chancen. D.h. es liegt auch ein Anpassungs- und damit auch ein Flexibilitätsbedarf vor, wenn der vorgegebene Zielerreichungsgrad übertroffen werden kann und nicht nur dann, wenn er gefährdet ist[2][3].

---

[1] Dieser Gedanke findet sich z.B. auch im Controlling-Konzept wieder. So lautete z.B. das Thema der 4. Kölner BFuP-Tagung: Controlling - Integration von Planung und Kontrolle (vgl. GOETZKE/ SIEBEN 1979).

[2] Zur Forderung, Chancen und Bedrohungen gleich zu behandeln, vgl. insbesondere ROVENTA (1981,S.320) und auch SWOBODA (1964,S.18).

[3] ANSOFF (1965,S.56) bemerkt zur Wirkungsweise der offensiven Flexibilität pointierend : "instead of minimizing the shock of catastrophes, it maximies the chance of participating in breakthroughs."

Ebenfalls von ANSOFF (1976,S.136ff.) wurde erstmals die Differenzierung in eine **interne** und eine **externe Flexibilität** vorgenommen, welche von der Problemstellung gleichermaßen berührt werden. Die "interne Flexibilität bezieht sich auf die Innenbereiche der Unternehmung" (MÖSSNER 1982,S.62), die externe Flexibilität bezieht sich dagegen auf die Gestaltung der Umweltbeziehungen der Unternehmung. Nach unserer Terminologie entsteht dann ein interner Flexibilitätsbedarf, wenn sich eine Umweltveränderung vornehmlich auf den Innenbereich einer Unternehmung auswirkt, ein externer Flexibilitätsbedarf, wenn die Umweltveränderungen vor allem die Beziehung zwischen Unternehmung und Umwelt tangieren. Die unter diesen beiden Begriffen subsumierten Sachverhalte (vgl. dazu insbesondere ANSOFF 1976, S.137f.; MÖSSNER 1982,S.62ff.) zeigen jedoch, daß eine überschneidungsfreie Trennung dieser Flexibilitätsarten nicht möglich ist. Darüber hinaus ist es oft fraglich, ob ein bestimmter Sachverhalt überhaupt unter Flexibilitätsphänomenen subsumierbar ist. Diese Bewertung wollen wir kurz verdeutlichen.

Die **externe Flexibilität** wird regelmäßig dahingehend unterteilt (vgl. dazu ANSOFF 1976,S.139; PICOT 1981,S.566ff.; MÖSSNER 1982, S.65ff.), daß sie sich auf die Gesamtheit aller strategischen Bereiche oder auf einen einzelnen strategischen Bereich bezieht. Als Beispiel für den ersten Fall sei die im Rahmen der strategischen Planung häufig aufgestellte Forderung nach der Balance der Produktlebenszyklen (vgl. z.B. AURICH/SCHRÖDER 1977,S.130; PICOT 1981, S.532; WELGE 1985,S.328) angeführt. Diese Forderung soll sicherstellen, daß eine Unternehmung bei Umweltveränderungen vielfältiger und damit flexibler reagieren kann. Externe Flexibilität bzgl. eines speziellen strategischen Bereichs kommt etwa im Abschluß von Langzeit-Verträgen zum Ausdruck. Die Wirkung dieser Maßnahme besteht vor allem in der Abwälzung des Risikos von Umweltveränderungen auf andere Marktpartner (vgl. dazu auch MEFFERT 1985,S.124) und in der Verlängerung des zur Verfügung stehenden Reaktionszeitraumes. Diese Beispiele zeigen, daß Maßnahmen zur Erhöhung der externen Flexibilität häufig auch zur Erhöhung der Resistenz gegenüber Umweltveränderungen beitragen (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.66). Eine eindeutige Abgrenzung in Maßnahmen, die zur Erhöhung der Resistenz beitragen, und solche, die zur Erhöhung der Flexibilität dienen, kann daher nicht immer erfolgen[1].

Bezugspunkt der **internen Flexibilität** müssen u.E. die betrieblichen Produktionsfaktoren sein (vgl. zu diesem Ansatz auch SWOBODA 1964, S.28ff.). In Anlehnung an GUTENBERG (1976,S.1ff.) läßt sich danach unterscheiden:

- Die **Flexibilität der Elementarfaktoren**, die sich unmittelbar auf die Leistungserstellung bezieht;
- die **Flexibilität der dispositiven Faktoren** (vgl. dazu auch HEINEN 1957,S.13ff.), die sich auf die zur Leitung und Lenkung betrieblicher Vorgänge notwendigen Tätigkeiten und Systeme, wie Organisation, Management sowie Planungs- und Entscheidungssysteme (vgl. dazu auch ANSOFF 1976,S.139; MÖSSNER 1982,S.63f.; MEFFERT 1985, S.130) bezieht.

---

[1] Dieses erklärt sich auch unmittelbar aus 1.3.2, wonach Flexibilität und Resistenz als funktionale Äquivalente anzusehen sind.

Da Prognosemodelle zur Leitung und Lenkung betrieblicher Vorgänge dienen, wird im Rahmen der Arbeit in erster Linie die **Flexibilität der dispositiven Faktoren** berührt.

Keine eindeutige Einordnung der Problemstellung ist bzgl. der Differenzierung in eine **operative** und eine **strategische** Flexibilität möglich, die wir deshalb beide kurz skizzieren wollen.

In Abhängigkeit von der Art einer Störung tritt für eine Unternehmung ein eher operatives oder ein eher strategisches Problem[1] auf. Zur Lösung dieser Probleme entsteht dementsprechend ein Bedarf an operativer bzw. strategischer Flexibilität. Dabei soll unter **operativer Flexibilität** "... die Eigenschaft einer Unternehmung verstanden werden, auf Umwelteinflüsse, die nur die quantitative Seite des Leistungsangebots betreffen, zu reagieren" (FUCHS-WEGENER/WELGE 1974,S.73)[2]. Demgegenüber erfordert die **strategische Flexibilität** (vgl. hierzu auch ANSOFF 1978,S.113ff.; EPPINK 1978,S.9ff.; REIX 1979,S.48f.; HARRIGAN 1980,S.165ff.) sowohl eine qualitative als auch eine quantitative Anpassung der Leistungen (vgl. ANSOFF/BRANDENBURG 1968,S.360f.; FUCHS-WEGENER/WELGE 1974,S.73)[3].

(3) Zeitdimension

Anpassung ist immer ein zeitbeanspruchender Vorgang. Damit weisen Anpassungsprozesse und Flexibilität eine Zeitdimension auf. Nach dieser Zeitdimension lassen sich die folgenden Flexibilitätsarten differenzieren:

- eine **kurzfristige** und eine **langfristige** Flexibilität sowie
- eine **statische** und eine **dynamische** Flexibilität.

Die Zeit als Bezugspunkt betrieblicher Anpassungsprobleme erlangt vor dem Hintergrund begrenzter menschlicher Informationsverarbeitungskapazitäten besondere Relevanz. So weist BIDLINGMAIER (1973a, S.178) darauf hin:

> "Ein Vergleich der in der Wirtschaft sich vollziehenden Anpassungsformen mit der in den homo-oeconomicus-Prämissen enthaltenen Voraussetzung unendlich schneller Anpassungsgeschwindigkeit macht offenkundig, daß die Reaktionen der Entscheidungseinheiten stets **zeitgebundenen** (Hervorhebung im Original, A.d.V.) sind".

Hieraus ableitend differenziert BIDLINGMAIER (1973a,S.178) in eine **kurzfristige** und eine **langfristige Anpassung** (vgl. ähnlich auch CRO-

---

[1] Zur Abgrenzung von operativen und strategischen Problemen vgl. z.B. PFOHL 1981,S.123.

[2] Vgl. hierzu auch ANSOFF/BRANDENBURG 1968,S.360f., die eine genauere Spezifikation der dabei auftretenden Probleme vornehmen.

[3] Einen anderen Ansatz zur Abgrenzung von operativer und strategischer Flexibilität verfolgt WICHARZ (1983,S.154ff.), der von der Verfügbarkeit der zur Flexibilität notwendigen Aktionsparameter ausgeht.

STACK 1982,S.23ff.). Entsprechend läßt sich aus dieser Unterscheidung eine Fähigkeit zur kurzfristigen Anpassung **(kurzfristige Flexibilität)** und eine Fähigkeit zur langfristigen Anpassung **(langfristige Flexibilität)** ableiten (vgl. auch VOLBERG 1981,S.37). Die konkrete Abgrenzung zwischen kurz- und langfristiger Flexibilität kann mit Hilfe verschiedener theoretischer Konzepte erfolgen:

A.) Anhand der **betrieblichen Kapazitäten:** bei der kurzfristigen Flexibilität erfolgt die Anpassung im Rahmen gegebener Kapazitäten, während bei der langfristigen Flexibilität die Kapazitätsbestände variiert werden können (vgl. z.B. dazu REICHMANN 1967,S.764f.; 1985,S.124ff.);
B.) Anhand des **Planungs-** und **Handlungszeitraumes** (vgl. dazu insbesondere SCHNEIDER 1980,S.40ff.), wobei verschiedene Ansätze verfolgt werden können:
   a) Die Fristigkeit der Flexibilität korrespondiert mit der Fristigkeit der Planung (vgl. dazu z.B. WELGE 1985,S.153ff.).
   b) Alle Anpassungshandlungen innerhalb des Planungszeitraumes sind kurzfristiger Natur, Anpassungshandlungen, die später anfallen, sind langfristiger Natur.

Unabhängig von dem verwendeten Konzept läßt sich das hier behandelte Problem tendenziell der kurzfristigen Betrachtungsweise zuordnen.

Im Hinblick auf die zweite nach zeitlichen Aspekten angestellte Differenzierung kann die vorliegende Problemstellung nicht genauer eingeordnet werden. Ein Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell kann sowohl zur Verbesserung der **statischen** als auch der **dynamischen** Flexibilität eines EVU dienen.

Die **statische** oder **stationäre** (vgl. MÖSSNER 1982,S.71) **Flexibilität** läßt die Zeitdimension außer acht (vgl. dazu RIEBEL 1954,S.96f.; VORMBAUM 1959,S.194; ALTROGGE 1979,Sp.610ff.; WICHARZ 1983,S.142). JACOB (1974,S.322f.) spricht in diesem Zusammenhang von **zeitlich-horizontaler** oder **Bestandsflexibilität**, welche als "Anpassungsfähigkeit im Rahmen eines vorgegebenen Produktionsapparates, oder allgemeiner formuliert, im Rahmen von Gegebenheiten, die durch frühere Aktionen bewirkt wurden und in der laufenden Periode nicht verändert werden können", definiert werden kann.

Der statischen Flexibilität steht die **zeitlich-vertikale, dynamische** oder **Entwicklungs-Flexibilität** (vgl. dazu RIEBEL 1954,S.96f.; VORMBAUM 1959,S.194; JACOB 1974,S.322f.; ALTROGGE 1979,Sp.615ff.; MÖSSNER 1982,S.71f.; WICHARZ 1983,S.143ff.) gegenüber. Diese beinhaltet "auch die Fähigkeit, sich in den folgenden Perioden an die dann eingetretenen Datenentwicklungen durch eine entsprechende Aus- und Umgestaltung der betrieblichen Gegebenheiten, z.B. des Produktionsapparates, anzupassen" (JACOB 1974,S.323). MÖSSNER (1982,S.72) verdeutlicht den Unterschied zwischen diesen beiden Flexibilitätsarten sehr anschaulich:

- Handlungsprogramme mit stationärer Flexibilität liegen mit ihrer Ingangsetzung fest und erlauben spätere Anpassungen nur innerhalb der vorgegebenen Bandbreiten.
- Handlungsprogramme mit dynamischer Flexibilität können auf verschiedenen Stufen der Realisation noch an unterschiedliche Umweltentwicklungen angepaßt werden.

1.3.4 Die Voraussetzungen der Flexibilität

Die besondere Problematik bei der Gestaltung der Flexibilität liegt in ihrer **Komplexität** und **Mehrdimensionalität** (vgl. MEFFERT 1985, S.125). Da eine (Stromverbrauchs-) Prognose, wie wir im vorherigen Abschnitt herausgearbeitet haben, zur Schaffung und Erhaltung zahlreicher verschiedener Flexibilitätsarten beitragen kann, ist es nicht möglich, die flexibilitätsgerechte Gestaltung einer (Stromverbrauchs-) Prognose an den Flexibilitätsarten auszurichten. Um eine (Stromverbrauchs-) Prognose so zu gestalten, daß sie zur Sicherung und Erhöhung der Flexibilität in einer Unternehmung einen möglichst großen Beitrag leistet, sind die **Voraussetzungen der Flexibilität** (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.38ff.) zu bestimmen, welche allen Flexibilitätsarten gemeinsam sind und letztendlich das Vorhandensein und die Höhe der Flexibilität determinieren. Wird anschließend die Gestaltung einer (Stromverbrauchs-) Prognose an diesen Voraussetzungen der Flexibilität ausgerichtet, so können diese verbessert werden. Damit kann die Flexibilität einer Unternehmung insgesamt positiv beeinflußt werden.

Als **Voraussetzungen der Flexibilität** lassen sich unterscheiden (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.38ff.; MEFFERT 1985,S.126):

- das Vorhandensein einer **ausreichenden Varietät** (Flexibilität i.e.S.);
- die Fähigkeit zu einer **zweckentsprechenden Selektion**;
- eine **informative Umweltkopplung**;
- eine **ausreichende Reaktionsschnelligkeit** und
- das Vorhandensein einer **ausreichenden Anpassungsbereitschaft**.

(1) **Ausreichende Varietät** (Flexibilität i.e.S.)

Die Forderung nach einer ausreichenden Varietät besagt, daß ein System nur in dem Ausmaß an Veränderungen der Umwelt angepaßt werden kann, in dem die Systemparameter veränderbar sind (vgl. MÖSSNER 1982,S.39). Diese Voraussetzung der Flexibilität geht auf das von ASHBY (1956,S.202ff.) formulierte **"Gesetz der erforderlichen Varietät"** für offene Systeme zurück. Das Gesetz besagt (vgl. ASHBY 1956,S.207) "only variety can destroy variety". Dabei ist unter Varietät die Zahl der unterscheidbaren Elemente einer Menge zu verstehen, also etwa die Anzahl der Handlungsalternativen, die das System ergreifen kann.

Zu Recht weist SCHIEMENZ (1982,S.205) darauf hin, daß in dieser Form ohne Berücksichtigung des exakten Hintergrundes, der Satz, also das Gesetz der erforderlichen Varietät, falsch ist. So wurde etwa bei der Diskussion alternativer Verhaltensweisen zur Bereitstellung von Flexibilität festgestellt, daß die Veränderungen der Umwelt auch durch Resistenz bewältigt werden können; beispielsweise durch Risikostreuung und Diversifikation (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.73; MEFFERT 1985,S.124), welche die Auswirkungen der Umweltvarietät verringern helfen, ohne daß das System über eigene Varietät verfügen muß. In Abwandlung des Gesetzes der erforderlichen Varietät kann somit formuliert werden: "resistence can destroy variety, too !". Um die Bedeutung des "Gesetzes der erforderlichen Varietät" für die Flexibilität einer Unternehmung richtig beurteilen zu können, ist es

in einem Exkurs, der im Anhang Teil I wiedergegeben ist, genauer zu betrachten (vgl. dazu z.B. auch ASHBY 1956,S.202ff.; 1968,S.129ff.; MIROW 1969,S.72ff.; KRIEG 1971,S.60ff.; ACKERMANN 1967,S.64ff.; SCHIEMENZ 1982,S.202ff.; OSTERLOH 1984,S.153ff. u.a.m.).

Im **Ergebnis** läßt sich festhalten:

> Ein anzustrebender Vorzugszustand kann durch Anpassung nur dann erreicht bzw. aufrechterhalten werden, wenn die Varietät des Systems mindestens so groß ist wie die Varietät der Umwelteinwirkungen vermindert um die Varietät der erstrebenswerten Ergebnisse.

Damit wurde gezeigt, daß **Varietät** eine **Voraussetzung** für das Vorhandensein von **Flexibilität** ist.

(2) Fähigkeit zu einer **zweckentsprechenden Selektion**

Da aufgrund interner Störungen aus einer Umweltveränderung nicht unmittelbar eine bestimmte Anpassungsreaktion abgelesen werden kann, muß aus einer Vielzahl möglicher Systemreaktionen eine passende Maßnahme ausgewählt werden (vgl. auch MÖSSNER 1982,S.42). In biologischen Systemen vollzieht sich dieser Selektionsprozeß i.d.R. zufallsgesteuert. Dabei überleben im Rahmen der Evolution nur die günstigen Mutationsalternativen. Diese auf "trial and error" beruhende Vorgehensweise bei der Auswahl von Anpassungsmaßnahmen ist für soziale Systeme, insbesondere Unternehmungen, weniger geeignet. Dieses kommt vor allem auch darin zum Ausdruck, daß in Unternehmungen verstärkt anstelle einer zufallsgesteuerten eine geplante Evolution (vgl. da z.B. ROSOVE 1967; GÖTZEN/KIRSCH 1979,S.190) beobachtet werden kann, bei der aus der Vielzahl der möglichen Anpassungsmaßnahmen nur solche selektiert werden, die (vermutlich) dem Zweck der Unternehmung entsprechende Wirkungen zeigen werden[1].

Damit handelt es sich bei der Fähigkeit zu einer zweckentsprechenden Selektion um eine sozialsystem- bzw. **entscheidungssystemspezifische** Voraussetzung. Die Fähigkeit zur zweckentsprechenden Selektion ist daher als Voraussetzung für das Vorhandensein von Flexibilität, nicht aber der Anpassungsfähigkeit anzusehen. Dieses gilt ebenfalls für die im folgenden zu besprechende Voraussetzung der informativen Umweltkopplung.

(3) **Informative Umweltkopplung**

Die Varietät der internen Störungen hängt in erheblichem Umfang von der informativen Umweltkopplung des Systems ab:

---

[1] Es stellt sich allerdings die Frage, ob der Zweck als alleinige Ursache bestimmter Wirkungen angesehen werden darf. In diesem Zusammenhang sei an die vier Formen der Ursachen-Vorstellung - causa efficiens, causa materialis, causa formalis und causa finalis - von ARISTOTELES hingewiesen (vgl. dazu z.B. RIEDL 1985,S.82ff.).

- Ohne eine informative Umweltkopplung können Umwelteinwirkungen erst bemerkt werden, wenn sie sich bereits im System selber niederschlagen. Da sich die zu ergreifende Anpassungsmaßnahme nur nach den internen Veränderungen, nicht aber nach den Ursachen, nämlich den Umwelteinwirkungen ausrichten kann, wird häufiger eine falsche Anpassungsmaßnahme ausgewählt.
- Ohne eine informative Umweltkopplung ist das System nicht in der Lage, die voraussichtlichen Auswirkungen von Anpassungsmaßnahmen zu antizipieren. Dadurch wird ebenfalls häufiger eine falsche Antwortstrategie gewählt.
- Schließlich ist ohne eine informative Umweltkopplung keine Kontrolle der bereits durchgeführten Anpassungsmaßnahmen möglich. Dadurch steigt die Unsicherheit über die Richtigkeit der gewählten Antwortstrategie, was wiederum zur Erhöhung der Varietät der internen Störungen bei späteren Anpassungsmaßnahmen beiträgt.

Zusammenfassend ist damit die Bedeutung einer informativen Umweltkopplung als Voraussetzung für das Vorhandensein von Flexibilität offenkundig (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.47f.).

(4) Ausreichende Reaktionsschnelligkeit

In unserer bisherigen Analyse der Flexibilitätsvoraussetzungen sind wir rein statisch vorgegangen. **Anpassung** ist aber, wie wir an anderer Stelle bereits betont haben, auch ein **dynamisches Phänomen**. Damit müssen wir die Analyse der Flexibilitätsvoraussetzungen um eine dynamische Sichtweise erweitern. Dieses führt zur ausreichenden Reaktionsschnelligkeit als der vierten Voraussetzung für das Vorhandensein von Flexibilität (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.44; MAIER 1982,S.185).

Die **Reaktionsschnelligkeit** wird bestimmt durch die Reaktionsdauer (t_{ri}). Diese "ist die Zeit, die zwischen dem Auftreten eines bestimmten Umweltereignisses bis zur Auswirkung der Systemreaktion verstreicht" (MÖSSNER 1982,S.45). Nach MÖSSNER setzt sich die Reaktionsdauer zusammen aus:

$$t_{ri} = t_{bi} + t_{ei} + t_{di} + t_{wi} \quad ;$$

dabei bedeuten:

- t_{bi} **Beobachtungszeit** - Zeitdauer zwischen "Erkennbarwerden" und Erkennen einer Umweltveränderung;
- t_{ei} **Entscheidungszeit** - Zeitdauer für die Auswahl und Planung einer Anpassungsmaßnahme;
- t_{di} **Aktionszeit** - Zeitbedarf für die Vorbereitung und Durchführung der Anpassungsmaßnahme;
- t_{wi} **Wirkzeit** - Zeit zwischen der Durchführung einer Anpassungsmaßnahme und dem Wirksamwerden.

Die Abbildung 1.3-3 visualisiert diese einzelnen Komponenten im Zusammenhang[1]. Dabei wird dieser Prozeß u.U. mehrmals durchlaufen, so daß sich die gesamte Anpassungsdauer (t_A) als Summe mehrerer Reaktionsszyklen ergibt (vgl. auch MÖSSNER 1982,S.46):

$$t_A = \sum_{i=1}^{n} t_{ri}$$

Welche Anpassungsdauer in einem konkreten Fall noch zulässig ist bzw. welche Reaktionsschnelligkeit noch ausreichend ist, soll nicht weiter diskutiert werden. Dieses hängt sehr stark von Art, Ausmaß

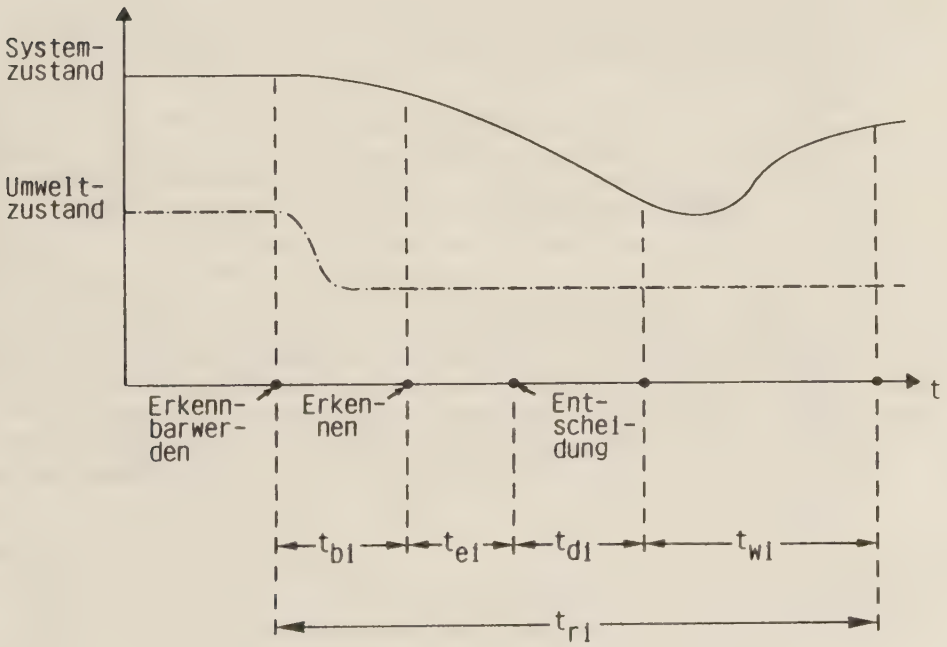


Abb.1.3-3: Reaktionsdauer bei einer Systemanpassung (Quelle: MÖSSNER 1982,S.45)

[1] Zu einer ähnlichen zeitlichen Zerlegung des Anpassungsintervalls vgl. auch MAIER 1982,S.17.

und zeitlichem Verlauf der Umweltveränderung und deren Bedeutung für das System ab (vgl. auch MÖSSNER 1982,S.46), so daß hierzu keine allgemeingültigen Aussagen getroffen werden können[1]. Generell kann jedoch davon ausgegangen werden, daß eine Erhöhung der Reaktionsschnelligkeit zu einer verbesserten Anpassung führt.

(5) **Bereitschaft zur Anpassung**

In Ergänzung zu MÖSSNER sehen wir in der Bereitschaft zur Anpassung eine weitere (wichtige) Voraussetzung der Flexibilität. Dieses läßt sich leicht damit begründen, daß sich ein System bei Existenz der bisherigen vier vorgestellten Voraussetzungen nicht zwangsläufig im Fall einer entsprechenden Umweltentwicklung anpaßt. Die **bisherigen Voraussetzungen** führen lediglich zu einem **Anpassungspotential**; ob dieses realiter genutzt wird, hängt zudem von der Bereitschaft zur Anpassung ab. Eine Flexibilitätsart, die in erster Linie diese Voraussetzung betrifft, ist die der personellen Flexibilität, die wir wegen ihrer besonderen Bedeutung in diesem Zusammenhang kurz ausführlicher darstellen wollen.

Anpassung setzt eine Entscheidung voraus (vgl. dazu auch SWOBODA 1964,S.14ff.). Eine Entscheidung setzt wiederum "... den Entschluß eines kompetenten Entscheidungsträgers zur Aktion und die verantwortliche Selbstverpflichtung[2], diesen Entschluß auch durchzuführen, voraus" (SZYPERSKI/WINAND 1974,S.4). Damit beruht die betriebliche Flexibilität in großem Umfang auf der in den menschlichen Entscheidungsträgern vorhandenen **personellen Flexibilität** (vgl. dazu VOLBERG 1981; MAIER 1982,S.137). Sie ist "die Kraft, die zu den Anpassungsvorgängen ... führt" (PREISING 1957,S.31) und entsteht im kognitiven Verhalten der Entscheidungsträger (vgl. MAIER 1982,S.139f.). ANSOFF (1976,S.139f.) nennt in diesem Zusammenhang beispielsweise die Fähigkeit zur "environmental Awareness", zum "Creative Problem Solving", die Bereitschaft zum "Facing Unpleasant/Threatening Alternatives" oder zum "Unfamiliar Problem Tackling"[3]. Daneben wird die personelle Flexibilität durch das Rollenverhalten der Aktionssubjekte determiniert (vgl. dazu KUHN 1970,S.103ff.; MAIER 1982, S.141ff.). Zur Erfassung dieses Sachverhaltes haben BENNE/SHEATS (1948,S.47) den Begriff der Rollenflexibilität (vgl. dazu z.B. auch SIMON 1966,S.13; MCGREGOR 1973,S.42ff.) eingeführt. In der Rollenflexibilität eines Aktionsträgers kommt dessen Fähigkeit zum Aus-

---

[1] Dabei ist ferner zu beachten, daß einzelne Komponenten des gesamten Reaktionszyklusses - i.e. die Aktions- und die Wirkzeit - durch externe Einflüsse mit beeinflußt werden: die Reaktionsschnelligkeit ist somit nicht vollständig vom System beherrschbar.

[2] Hervorhebung im Original durch Kursivdruck.

[3] Zu diesen und anderen Eigenschaften einer personellen Flexibilität, welche in erster Linie das kognitive Verhalten eines Individuums betreffen, vgl. z.B. ROKEACH 1960,S.335ff. und KAHN et al. 1964,S.278ff.

druck, beim Eintritt von Umweltveränderungen neue Rollen zu übernehmen[1] (vgl. dazu DIENSTBACH 1972,S.77; MAIER 1982,S.142)[2].

1.3.5 Flexibilitätsmaße

Mit Hilfe der bisher erörterten Aspekte des Flexibilitätsphänomens - den Flexibilitätsarten und -voraussetzungen - sind wir lediglich in der Lage, Vorschläge zur Schaffung von Flexibilität in einem EVU abgeben zu können. Um jedoch im Rahmen praktischer Flexibilitätsüberlegungen alternative Gestaltungsmöglichkeiten betrieblicher (Sub-) Systeme hinsichtlich ihres Beitrages zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität relational abstufen zu können, muß Flexibilität bewertet werden können; Voraussetzung hierzu ist, daß Flexibilität gemessen werden kann. Dazu muß ein **Flexibilitätsmaß** entwickelt werden.

Um ein auf unsere spezielle Problemstellung abgestimmtes Flexibilitätsmaß zu entwickeln, wollen wir zunächst kurz verschiedene grundsätzliche in der Literatur vorgestellte **Möglichkeiten** zur Aufstellung eines **Flexibilitätsmaßes** skizzieren[3]. Die Vielzahl der vorgeschlagenen Flexibilitätsmaße läßt sich in drei Gruppen einteilen (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.309ff.):

- **Unbewertete** Flexibilitätsmaße;
- **Bewertete** Flexibilitätsmaße;
- Flexibilitätskalkül durch eine **Kosten-Nutzen-Analyse**.

(1) **Unbewertete** Flexibilitätsmaße

Ein relativ einfaches Flexibilitätsmaß wird durch die Definition von JONES und OSTROY wiedergegeben (vgl. auch Übersicht 1.3-1). Dieses auf MARSCHAK/NELSON (1962,S.45) zurückgehende Maß bezeichnet eine Aktion a_i flexibler als die Aktion a_k (mit $i \neq k$), wenn sie in der darauffolgenden Entscheidungsstufe eine größere Menge an Handlungsmöglichkeiten A ("size-of-choice-set") offenläßt; wenn also gilt (vgl. NIGGEMANN 1973,S.80; MÖSSNER 1982,S.321f.):

$$A(a_i) > A(a_k)$$

Dieses Flexibilitätsmaß basiert auf der Vorstellung, daß ein Entscheidungssystem sich an vorhergesehene und nicht vorhergesehene Umweltentwicklungen dann am besten anpassen kann, wenn der künftige (Entscheidungs-) Handlungsspielraum möglichst groß ist. Hiergegen

---

[1] Vgl. hierzu z.B. die Probleme einer personellen Flexibilität bei der Einführung neuer Technologien und Produkte in der Werftindustrie (vgl. dazu BUDCZIES 1980,S.71ff.) oder bei der Einführung neuer Technologien in der Druckindustrie (vgl. dazu SCHULTE-HILLEN 1980,S.82ff.).

[2] Zu den Möglichkeiten und Instrumenten, die personelle Flexibilität zu steigern, vgl. insbesondere VOLBERG 1981,S.90ff.

[3] Eine ausführliche Diskussion verschiedener Flexibilitätsmaße findet sich bei KELLER (1979,S.39ff.) und MÖSSNER (1982,S.309ff.).

läßt sich einwenden, daß man sich regelmäßig dann den größten Entscheidungsspielraum für künftige Zeitpunkte bewahrt, "wenn man heute nichts investiert oder noch besser: die Anlagen liquidiert" (SCHNEIDER 1971,S.841). Daß ein solches Maß wenig sinnvoll ist, dürfte unmittelbar ersichtlich sein.

(2) **Bewertete** Flexibilitätsmaße

Um zu einem Flexibilitätsmaß zu gelangen, das zur Ableitung von Handlungsweisen dienen kann, die nicht nur einen möglichst großen Entscheidungsspielraum in späteren Perioden offenlassen, sondern welches darüber hinaus die wichtigsten allgemeinen unternehmerischen Zielsetzungen mitberücksichtigt, ist ein relativierender, bewertender Maßstab einzuführen. D.h. ein Flexibilitätsmaß muß auf die Berücksichtigung von Flexibilitätsbedürfnissen, Kosten und Nutzen der Flexibilität bzw. einer Bewertung der erreichbaren Systemzustände abstellen (vgl. MÖSSNER 1982,S.313). Mit SCHNEIDER (1971,S.841) ist dieses gewährleistet, wenn "Flexibilität in Abhängigkeit von den unternehmerischen Zielvorstellungen bzw. dem Zielerreichungsgrad definiert und gemessen ...(wird)" (vgl. dazu auch MELLWIG 1972a, S.12ff.).

Ein einfaches, sehr verbreitetes Flexibilitätsmaß in diesem Zusammenhang, das Bezug nimmt auf den benötigten Flexibilitätsbedarf, ist der von GUPTA/ROSENHEAD (1968,S.823ff.) unterbreitete Vorschlag. Danach bestimmt sich die Flexibilität (F_i) einer Ausgangssituation a_i aus der Anzahl der mit dieser Aktion erreichbaren akzeptablen Endzustände n_i im Verhältnis zu der Zahl der aufgrund der Umweltbedingungen insgesamt erreichbaren akzeptablen Endzustände m (vgl. MÖSSNER 1982,S.314):

$$F_i = \frac{n_i}{m}$$

Damit weist diejenige Aktion die höchste Flexibilität auf, die bei möglichst vielen Umweltbedingungen zu akzeptablen Endzuständen führt.

Andere in diese Kategorie fallende Flexibilitätsmaße sind diejenigen von MARSCHAK/NELSON (1962,S.46ff.), JACOB (1974,S.323ff.) und HANSSMANN (1978,S.185f.), auf die wir jedoch nicht näher eingehen wollen, da diesen und allen anderen bewerteten (und unbewerteten) Flexibilitätsmaßen vorgeworfen werden muß, daß sie die mit einer bestimmten Aktion verbundenen Kosten nicht offenlegen (vgl. auch MÖSSNER 1982, S.327).

(3) Flexibilitätskalkül durch eine **Kosten-Nutzen-Analyse**

Ein Flexibilitätskalkül, welches die mit einer bestimmten Aktion verbundenen Kosten explizit werden läßt, ist von MÖSSNER (1982, S.314ff.) entwickelt worden. Er schlägt vor, Aktionen durch eine (Flexibilitäts-) **Kosten-Nutzen-Analyse** hinsichtlich ihres Beitrages zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität zu bewerten.

Dabei erscheint an diesem Konzept besonders vorteilhaft zu sein, daß durch entsprechende Definition der **Nutzenfunktion** ein mehrdimensionales Zielsystem, wie es für Unternehmungen typisch ist, abgebildet werden kann. Auf diese Weise läßt sich etwa die durchschnittliche Zielerreichung, die Streuung der Zielerreichung, die Vermeidung potentieller negativer Zielabweichungen u.a.m. (vgl. dazu MÖSSNER 1982,S.329) zu einem, die Höhe der Flexibilität bestimmenden Nutzenwert zusammenfassen.

Dem ermittelten Nutzenwert sind die mit einer bestimmten Maßnahme verbundenen **Kosten** gegenüberzustellen. In Frage kommen dabei vor allem Planungsmehrkosten, Informationskosten, Dekompositionskosten[1] und materielle Flexibilitätskosten[2] (vgl. dazu MÖSSNER 1982, S.332f.).

Formal liegt bei diesem Ansatz ein **optimales Maß an Flexibilität** dann vor, wenn der Grenznutzen einer (infinitesimalen) Flexibilitätserhöhung gleich den Grenzkosten ist. Da dieses Kalkül praktisch wohl kaum Bedeutung besitzt, schlägt MÖSSNER (1982,S.134) vor, eine Maßnahme dann als flexibler zu bezeichnen, "... wenn der durch sie erzielbare (erwartete) Nutzenzuwachs größer ist als die damit verbundenen (erwarteten) Flexibilitätsmehrkosten".

Im **Rahmen dieser Arbeit** scheint aber auch diese letzte Version des auf einer Kosten-Nutzen-Analyse basierenden Flexibilitätskalküls wenig praktikabel zu sein. Zum einen dürfte die Ermittlung des erzielbaren (erwarteten) Nutzenzuwachses in dieser pauschalen Form erhebliche Schwierigkeiten bereiten, zumindest aber eine Scheingenauigkeit vorspiegeln (vgl. auch WELGE 1985,S.521). Die in 1.3.3 und 1.3.4 skizzierte Komplexität und Mehrdimensionalität des Flexibilitätsphänomens führt zu erheblichen Zurechnungsproblemen: in welchem Umfang trägt eine Flexibilitätsart oder eine Voraussetzung der Flexibilität dazu bei, die Gesamtflexibilität eines EVU, welche Ausgangspunkt unserer Problemstellung war (vgl. dazu 1.) zu steigern. Die Herausarbeitung des Beitrages, den eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose zur Gesamtflexibilität eines EVU leistet, wäre damit mit einem im Rahmen dieser Arbeit nicht zu bewältigenden Aufwand verbunden; hinzu käme der grundsätzlich mit einer Nutzenbewertung verknüpfte erhebliche "... Arbeits- bzw. Zeitaufwand im Falle einer seriösen Bewertung" (WELGE 1985,S.521).

Wir schlagen daher vor, von den eigentlichen unternehmerischen Zielvorstellungen zu abstrahieren und die **Voraussetzungen der Flexibilität** als **Bezugspunkt** einer Nutzenbewertung zu wählen. Diese besitzen einen Quasi-Zielcharakter, so daß der Gedanke der Nutzenbewertung aufrechterhalten bleibt bzw. übernommen wird. Dieses bedeutet, daß der Beitrag einer Maßnahme a_i zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität (F_i) anhand der Fähigkeit einer Maßnahme beurteilt werden muß, zu einer höheren Varietät (V_i), einer höheren Selektionsverstärkung (SV_i), einer stärkeren informativen Umweltkopplung (IK_i),

---

[1] Hierbei handelt es sich um Kosten, die etwa durch den Verzicht auf Größendegressionseffekte zugunsten einer erhöhten Flexibilität entstehen.

[2] Wie beispielsweise Kosten die für eine Kapazitäts- bzw. Liquiditätsreservierung anfallen.

einer schnelleren Reaktionsgeschwindigkeit (RG_i) und einer höheren Anpassungsbereitschaft (AB_i) beizutragen, wobei zusätzlich die Flexibilitätsmehrkosten (FK_i) in Ansatz zu bringen sind:

$$F_i = f (V_i; SV_i; IK_i; RG_i; AB_i; FK_i)$$

Dabei dürfte es jedoch aus den o.g. Gründen ebenfalls erhebliche Schwierigkeiten bereiten, diesen funktionalen Zusammenhang im Rahmen praktischer Überlegungen genauer zu spezifizieren.

Ein Weg, mit Hilfe eines Kosten-Nutzen-Ansatzes unterschiedliche Maßnahmen hinsichtlich ihrer flexibilitätsfördernden Eigenschaften miteinander zu vergleichen ohne die funktionalen Beziehungen zwischen den einzelnen Kosten- bzw. Nutzenkomponenten spezifizieren zu müssen, ergibt sich u.E. durch Verwendung der **ceteris paribus (c.p.) Annahme**. Danach trägt eine Maßnahme a_i in stärkerem Maße zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität bei als eine Maßnahme a_k, mit $(i \neq k)$, wenn sie bei einer der unabhängigen Variablen besser einzustufen ist als a_k und bei den übrigen unabhängigen Variablen nicht geringer eingestuft werden muß.

Da die Erfüllung der c.p. Annahme für praktische Überlegungen jedoch eher den Ausnahmefall darstellt, müssen wir den bisherigen Ansatz erweitern, indem wir von dem Versuch abrücken, ein quantifizierbares Flexibilitätsmaß aufzustellen. Die Vielfalt und Komplexität des Flexibilitätsphänomens läßt es u.E. unmöglich werden, derzeit für praktische Überlegungen ein einziges, quantitatives Flexibilitätsmaß zu verwenden. Im Rahmen praktischer Überlegungen, in denen Gestaltungsempfehlungen zu flexibilitätsfördernden Maßnahmen abgegeben werden sollen, wie dieses in der vorliegenden Arbeit der Fall ist, muß man sich mit **qualitativen Bewertungsmaßstäben** begnügen. Anknüpfungspunkt ist dabei zweckmäßigerweise der von uns aufgestellte funktionale Zusammenhang zwischen dem Maß an Flexibilität auf der einen und den Voraussetzungen der Flexibilität bzw. den Flexibilitätsmehrkosten auf der anderen Seite.

1.3.6 Zusammenfassung - die Einordnung der Arbeit in die gesamte Flexibilitätsproblematik

Abschließend zum zentralen betriebswirtschaftlichen Problem der Arbeit wollen wir herausarbeiten, welche Teilaspekte des gesamten Flexibilitätsphänomens von der Problemstellung der vorliegenden Arbeit berührt werden. Fraglich ist in diesem Zusammenhang insbesondere, welche Flexibilitätsarten mit der gewählten Problemstellung angesprochen werden.

Fassen wir die in Kapitel 1.3.4 angestellten Ausführungen zusammen, so zeigt sich, daß (Stromverbrauchs-) Prognosemodelle **nicht** eindeutig dem Bereich **einer bestimmten Flexibilitätsart zugeordnet** werden können. Durch ein Modell zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse, das darüber hinaus ggf. noch in der Lage sein soll, langfristige Tendenzen einer Verbrauchsveränderung zu identifizieren, werden zahlreiche Flexibilitätsarten tangiert. Dieses erklärt

sich zum einen aus der Mehrdimensionalität des Flexibilitätsphänomens, zum anderen aus der in dieser Arbeit eher praxisorientierten Problemstellung.

Damit sind die **Flexibilitätsarten** kaum der geeignete Ansatzpunkt für die weiteren Überlegungen. Um jedoch den Beitrag einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse zur Flexibilität eines EVU beurteilen zu können, war es unabdingbar, sich einen Überblick über alle Ansatzpunkte zu verschaffen, mit denen eine Flexibilitätssteigerung erfolgen kann. Nur vor diesem Hintergrund, der die Vielfalt und Komplexität des Flexibilitätsphänomens widerspiegelt, werden die Schwierigkeiten deutlich, die bei dem Versuch auftreten, einem einzigen Instrument - hier einem Modell zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analyse - einen bestimmten Beitrag zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität zuschreiben zu wollen.

Eine Möglichkeit, den Beitrag eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells zur Schaffung und Erhaltung der Flexibilität in einem EVU konkreter zu bestimmen, eröffnet sich u.E. mit Hilfe der **Voraussetzungen der Flexibilität**. Da diese in ihrer Gesamtheit die Existenz und die Höhe von Flexibilität determinieren, läßt sich mit deren Hilfe der Befähigungsgrad eines bestimmten Instrumentes o.ä. bestimmmen, Flexibilität zu schaffen und erhalten. Die Voraussetzungen der Flexibilität sollen uns daher im weiteren der Arbeit dazu dienen, das zu entwickelnde Modell hinsichtlich seiner Flexibilitätswirkungen zu beurteilen.

1.4 Der Anknüpfungspunkt: zum Prognose-Planung-Anpassung Prozeß

Der Versuch, ein (kurzfristiges) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell zur Verbesserung der Flexibilität in einem EVU zu entwikkeln, knüpft an die Vorstellung an, daß **zwischen Prognose** und **Flexibilität** ein **enger Zusammenhang** besteht. Nachdem im vorherigen Kapitel das Flexibilitätsphänomen präzisiert wurde, sind wir nun darauf aufbauend in der Lage, diesen Zusammenhang, der den Anknüpfungspunkt der Arbeit bildet, im folgenden eingehender und theoretisch fundiert zu analysieren.

Da in der Literatur der Beziehung zwischen Prognose und Flexibilität bislang kaum Aufmerksamkeit gewidmet wurde[1], müssen wir zunächst verwandte Zusammenhänge betrachten. **Ausgangspunkt** unserer Überlegungen ist dabei der von BEER (1978,S.187) geprägte Ausdruck des "... forecasting-planning-adaption process...". Diese Gedankenkette legt es nahe, zunächst die ausführlich dokumentierten Beziehungen zwischen Planung und Anpassung (bzw. Flexibilität) sowie Prognose und Planung zu erörtern.

---

[1] Ausnahmen bilden die Arbeiten von FRESE 1968a,S.38ff.; 1968b, S.31ff.; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT 1978,S.2f.; WEINMANN 1982, S.193ff.; EIDENMÜLLER 1986,S.628ff., in denen dieser Zusammenhang jedoch höchst unvollständig thematisiert wird.

(1) Planung und Flexibilität

Planung und Flexibilität werden häufig als unvereinbare Gegensätze angesehen (vgl. dazu z.B. MÖSSNER 1982,S.82), indem **Flexibilität als Philosophie einer Nichtplanung** (BOLDY 1977,S.350) interpretiert wird (vgl. auch ROVENTA 1981,S.319). Dieses verdeutlicht z.B. auch HILL (1971,S.11), indem er folgendes, in der Praxis häufig angeführtes Argument wiederholt:

> "Natürlich kann man - auf Erfahrung und Fingerspitzengefühl bauend - jegliche Planung starr, beengend, die Initiative lähmend ablehnen, kann die Ereignisse auf sich zukommen lassen und dann von Fall zu Fall entscheiden, was man tun soll."

MÖSSNER (1982,S.82) faßt die vorgetragenen Argumente, welche Planung und Flexibilität als unvereinbare Gegensätze verstanden haben wollen, in drei Gruppen zusammen (vgl. auch RÜTH 1987,S.271):

- Planung schränkt den für die Flexibilität erforderlichen Entscheidungs- und Handlungsspielraum ein;
- Planung führt tendenziell zur Starrheit der Unternehmung und
- Flexibilität ist bei Unsicherheit ein (unvereinbares) Komplement zur Planung (Planbarkeit).

Da uns das (direkte) Verhältnis von Planung und Flexibilität nur am Rande interessiert, wollen wir diese Argumente nicht im einzelnen diskutieren. Im Ergebnis läßt sich jedoch festhalten (vgl. dazu MÖSSNER 1982,S.82ff.; RÜTH 1987,S.273ff.):

- Eine Einschränkung künftiger Entscheidungs- und Handlungsspielräume muß nicht notwendigerweise zu einer Verminderung der Flexibilität führen.
- Eine Planung, die durch eine falsch verstandene Ordnungsfunktion zur betrieblichen Starrheit und Inflexibilität führt, ist Selbstzweck (HAMMER 1982,S.18);
- Flexibilität und Planung (Planbarkeit) sind nur bei vollständiger Ungewißheit zueinander (unvereinbar) komplementär; ansonsten stehen sie in einem ergänzenden Nebeneinander.

Anstatt von einem unvereinbaren Gegensatz auszugehen, "(sollte) die Planung ... im Gegenteil dazu beitragen, daß das Verhalten der Unternehmung neuen Zielen und sich ändernden Umweltbedingungen besser angepaßt werden kann" (HILL 1971,S.11). Insofern ist es gerechtfertigt, von der **Flexibilitätsfunktion der Planung** zu sprechen (vgl. dazu z.B. BESTE 1958,S.75ff.; HÄUSLER 1970,S.38; HILL 1971,S.11; KRETSCHMER 1976,S.30; PFOHL 1981,S.75ff.; HAMMER 1982,S.16; WILD 1982,S.15ff.; MÖSSNER 1982,S.177.; RÜTH 1987,S.270ff.). Diese besagt, daß die "... Planung die Aufgabe hat, die Unternehmung stets anpassungsfähig zu halten, die Umwelt nach potentiellen Anpassungsfällen abzusuchen, die erforderliche Flexibilität sicherzustellen, die Unternehmung auf notwendige Anpassungen vorzubereiten und den Anpassungsprozeß zu steuern" (MÖSSNER 1982,S.177). Die Flexibilitätsfunktion der Planung soll "... der Gefahr entgegenwirken, daß

'mit der Unternehmung gehandelt wird'" (PFOHL 1982,S.77)[1]. Sie kann damit zu einer besonderen Qualität an Flexibilität führen, bei der "anstelle einer reaktiven, außengesteuerten Anpassung ... eine gesteuerte Anpassung (tritt)" (RÜTH 1987,S.276).

Neben dieser Sichtweise des Verhältnisses von Planung und Flexibilität, die sich in der Forderung nach **"Planung der Flexibilität"** (vgl. dazu auch MASCARENHAS 1981,S.78ff.) zusammenfassen läßt, ist die umgekehrte Sichtweise - **Flexibilität der Planung** - ebenfalls von großer Bedeutung. Diese zweite Sichtweise beschäftigt sich mit der Frage, wie die Planung selbst anpassungsfähig gestaltet werden kann (vgl. dazu auch MAHLMANN 1976,S.95ff.; BIRCHER 1979,S.467ff.; MÖSSNER 1982,S.104).

Im Zusammenhang mit der Flexibilität der Planung wurde die betriebswirtschaftliche Diskussion lange Zeit vom Konzept der **"flexiblen Planung"** beherrscht. Dieser von HAX und LAUX geprägte Begriff (vgl. dazu HAX/LAUX 1972a,S.318ff.; 1972b,S.477ff.; LAUX 1969,S.728ff.; 1971; 1972a,S.101ff.; 1972b,S.113ff.; HAX 1985,S.165ff.) bezeichnet ein bestimmtes Planungsverfahren, das "im Gegensatz zu einer starren Planung (steht); sie unterscheidet sich von ihr dadurch, daß für zukünftige Aktionen keine definitiven, sondern nur bedingte Entscheidungen getroffen werden" (HAX 1985,S.166)[2]. Bei der flexiblen Planung werden somit Folgeentscheidungen nicht aufgeschoben, sondern als Eventualentscheidungen antizipiert (WILD 1982,S.77). Das Konzept der flexiblen Planung ist insbesondere von SCHNEIDER (1971,S.831ff.; 1972a,S.456ff.; 1972b,S.745ff.; 1980,S.114ff.) heftig kritisiert worden. Wir halten es ebenfalls für "sinnvoller, die Bezeichnung flexible/starre Planung zu vermeiden" (WILD 1982,S.78); "eine Einengung des Begriffes auf ein bestimmtes Planungsverfahren, wie sie HAX/LAUX für ihre 'Flexible Planung' vornehmen, halten wir nicht für zweckmäßig" (MÖSSNER 1982,S.104)[3]. So ist z.B. die Forderung nach einer ausreichend schnellen Plananpassung (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.107) ein weiteres aus den Voraussetzungen der Flexibilität resultierendes Element einer flexiblen Planung. Dieses und andere Elemente finden im Konzept von HAX/LAUX keine Berücksichtigung.

Allgemein kann die Flexibilität der Planung (vgl. dazu z.B. auch KIRSCH 1975,S.56; BUTZ 1976,S.137ff.; KRETSCHMER 1976,S.120f.) damit anhand der **Flexibilitätsvoraussetzungen** bestimmt werden. Es dürfte offensichtlich sein, daß sich hieraus zahlreiche Ansatzpunkte für eine flexible Planung ergeben, deren detaillierte Diskussion den hier vorgegebenen Rahmen sprengen würde (vgl. dazu insbesondere MAHLMANN 1976,S.95ff.; MÖSSNER 1982,S.104ff.).

---

[1] Zum Verhältnis von Flexibilität und gesamtwirtschaftlicher Planung vgl. insbesondere HAX 1966,S.463f.

[2] ALBACH (1979,S.14) verwendet in diesem Zusammenhang den Terminus der Adaptivplanung.

[3] Anderer Meinung sind offensichtlich z.B. GAITANIDES 1980, S.240ff.; PFOHL 1981,S.136ff.; INDERFURTH 1982,S.44f.; WEINMANN, 1982,S.64ff.; HAUMER 1983,S.1; u.a.m., die eine flexible Planung weitgehend mit einem Konzept, wie dem von HAX/LAUX oder ROSENHEAD/GUPTA gleichsetzen, und nicht als mehrdimensionales Problem begreifen.

(2) Prognose und Planung

Analog zum Verhältnis von Planung und Kontrolle (vgl. dazu insbesondere WILD 1982,S.44) gilt, daß Planung ohne Prognose nicht möglich ist, und Prognose ohne Planung sinnlos ist[1]. Entsprechend bemerkt WILD (1982,S.87), daß "Prognosen ... unerläßliche Bestandteile von Plänen sind und zugleich die zweifellos wohl wichtigste Informationsart, die im Zuge der Planung gewonnen und verwendet wird". Pointierend führt BEER (1978,S.187) hierzu aus:

> "There is surely only one reason, and it is a good one, why we should attempt to forecast. It is that we should use the forecasts to inform the process of planning."

Um die wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen Prognose und Planung besser herausarbeiten zu können, wollen wir zunächst die beiden Begriffe kurz präzisieren.

Nach SZYPERSKI/WINAND (1980,S.32)[2] ist **Planung** "ein willensbildender, informationsverarbeitender und prinzipiell systematischer Entscheidungsprozeß mit dem Ziel, zukünftige Entscheidungs- oder Handlungsspielräume problemorientiert einzugrenzen und zu strukturieren". Für unsere Thematik wesentlich sind innerhalb dieser Nominaldefinition die beiden Begriffe "... informationsverarbeitender ..." und "... zukünftiger ...", die wir deshalb noch einmal explizit hervorheben. Zu anderen Fragen bzgl. des Planungsbegriffs sei auf die vielzählig vorhandene Literatur verwiesen (vgl. dazu z.B. KOCH 1961,S.9f.; KIRSCH 1975,S.19ff.; PFOHL 1981,S.28ff.; WELGE 1985, S.7ff.).

Wer als Betriebswirtschaftler auch etwas über **Prognosen** zu schreiben hat, befindet sich in einer wenig beneidenswerten Lage (vgl. BIRCHER 1976,S.175). "Erkenntnismäßig kann er sich von den höchsten Höhen der Wissenschaftstheorie bis hinunter zur simplen Prophezeiung bewegen" (BIRCHER 1976,S.175). Um den für unsere Problemstellung zweckmäßigen Ansatzpunkt für eine Begriffsklärung herauszuarbeiten, sind die verschiedenen Zwecke von Prognosen zu betrachten. Dabei sind vor allem (1) Prognosen für wissenschaftsinterne Zwecke und (2) Prognosen für praktische Zwecke zu unterscheiden.

---

[1] Diese Aussage besitzt jedoch erst in jüngster Zeit Gültigkeit. So weist JANTSCH (1968,S.426) darauf hin, daß "traditionally, forecasting has been regarded as distinct from planning".

[2] Zu einer ausführlichen, wissenschaftstheoretisch ausgerichteten Diskussion des Planungsbegriffes vgl. z.B. RIEGER 1967; LENK 1972,S.63ff.; LAU 1975,S.59ff.; ZAHN 1976,S.32ff.; HAAS, 1976, S.17f.; BRAUN 1977.

Wir bewegen uns ausschließlich auf der zweiten Ebene[1][2]. Eine **pragmatische Definition** hierzu liefert THEIL (1966,S.1f.), wonach eine Prognose eine Aussage über ein oder mehrere zukünftige Ereignisse ist, die auf Beobachtungen und einer - wenn auch nur rudimentär vorhandenen - Theorie beruht (vgl. auch BROCKHOFF 1977,S.17; HANSMANN 1983,S.11). Die aus dieser Definition resultierenden konstituierenden Begriffsmerkmale einer Prognose wollen wir noch etwas näher beleuchten:

- Zum einen "(baut) die Prognose ... auf allgemeinen und speziellen Informationen als vergangenheitsbezogenem Erfahrungsmaterial auf" (KOSIOL 1967,S.85); jede Prognose muß damit **empirisch fundiert** sein (vgl. HANSMANN 1983,S.11)[3].
- Die Forderung nach einer - wenn auch rudimentären - **Theorie** besitzt in erster Linie terminologische Bedeutung: Prognosen als aus hinreichend bestätigten Theorien bzw. Gesetzen deduktiv abgeleitete Vorhersagen (vgl. dazu insbesondere WILD 1970,S.553ff.) werden bereits terminologisch von Projektionen abgegrenzt, die nicht aus Theorien bzw. Gesetzen deduziert sind (vgl. TÖPFER 1976, S.65). "Allerdings ist zu beachten, daß dieser strenge Prognosebegriff der Wissenschaftstheorie in der Wirtschaftswissenschaft bisher kaum realisierbar ist" (CHMIELEWICZ 1979,S.157). Aus pragmatischen Gründen wollen wir daher von Prognosen i.w.S (vgl. dazu auch WILD 1982,S.91f.) ausgehen, in der "... kein Unterschied zwischen Prognose und Vorhersage gemacht (wird)" (SZYPERSKI/WINAND 1980, S.34) und damit die Projektion mit einschließt.
- Als drittes konstituierendes Begriffsmerkmal einer Prognose ist deren Eigenschaft zu untersuchen, Aussagen über ein oder mehrere **zukünftige Ereignisse** abzugeben. Eine Prognose beinhaltet demnach immer eine Zeitraumüberwindung[4] (vgl. dazu CHMIELEWICZ 1979, S.156). Daher "(ist) die Prognose ... nur sinnvoll, wenn der **Zeitpunkt** oder der **Zeitraum** (Hervorhebungen im Original, A.d.V.) festgelegt wird, in dem das oder die Ereignisse vermutlich eintreten" (BROCKHOFF 1977,S.18). Ferner folgt aus diesem Merkmal, daß Prognosen einen abgegrenzten Sachverhalt der Realität betreffen müssen (vgl. GAL/GEHRING 1981,S.37), da von einer Prognose Aussagen abzugeben sind. Denn gerade die Wirtschaftswissenschaft und -praxis muß mit Aussagen arbeiten, deren Geltungsbereich (räumlich,

---

[1] Zur Diskussion um Prognosen aus wissenschaftstheoretischer Sicht sei deshalb auf die vielfältige Literatur zu diesem Problemkreis verwiesen (vgl. z.B. POPPER 1972,S.113ff.; ALBERT, 1964, S.3ff.; 1972,S.126ff.; SCHMIDT 1971,S.24ff.; LENK 1972, S.45ff.; WILD 1972,S.149ff.; URBAN 1973; STEGMÜLLER 1974; CHMIELEWICZ 1979, S.154ff.; LAUMANN 1980; u.a.m.).

[2] HÄRTER (1985,S.34) spricht in diesem Fall von echten Prognosen, welche zur Unterstützung von Planung und Entscheidung dienen, wohingegen Prognosen zu wissenschaftsinternen Zwecken zur Überprüfung von "Theorien" und Hypothesen dienen und als Test- oder Pseudo-Prognosen bezeichnet werden.

[3] Zum hieraus resultierenden Problem des infiniten Regress vgl. z.B. URBAN (1973,S.51ff.).

[4] Damit schließen wir eine Ex-Post-Prognose aus dem eigentlichen Prognosebegriff aus.

zeitlich, sachlich) erheblich beschränkt ist (vgl. CHMIELEWICZ 1979,S.86).

Das letzte konstituierende Begriffsmerkmal der Prognose weist auf den **Entscheidungsbezug der Prognose** (vgl. dazu z.B. auch SCHMIDT 1971,S.195ff.; ALBACH 1979,S.24ff.) hin. Eine Prognose betrifft immer einen abgegrenzten Sachverhalt der Realität. Für eine Unternehmung sind diejenigen abgrenzbaren Sachverhalte der Realität von Interesse, die Einfluß auf die unternehmerischen Zielerfüllungen haben, die somit die Entscheidungen der Unternehmung tangieren.

Des weiteren geben Prognosen Aussagen über **zukünftige Ereignisse** ab. Die Prognose bezieht sich damit immer auf Entscheidungen, die auf eine zukünftige Situation abstellen; d.h. Prognosen stehen i.d.R. immer im Zusammenhang mit **antizipativen**, nicht mit reaktiven **Entscheidungen**[1].

Schließlich **bauen** die Aussagen über zukünftige Ereignisse **auf** allgemeinen und speziellen **Informationen der Vergangenheit auf**, die mittels einer **Theorie in die Zukunft projiziert** werden (vgl. dazu auch KOSIOL 1967,S.85). Damit "(sind) Prognosen ... Aussagen über die zukünftige Veränderung eines gegenwärtigen Entscheidungsfeldes" (FRESE 1968a,S.35). Zu unterscheiden sind dabei zwei Phasen (vgl. auch BOMBACH 1962,S.35; ALBERT 1964,S.62; FRESE 1968a,S.35; WILD 1982, S.50ff.; PFOHL 1981,S.32):

- Es werden Aussagen über die Veränderung des Entscheidungsfeldes vom Abbildungs- bis zum Handlungszeitpunkt abgegeben **(Lageprognose)**.
- Es werden Aussagen über die Auswirkungen der vorgesehenen Aktion im antizipierten Entscheidungsfeld abgegeben **(Wirkungsprognose)**[2].

Aufgrund der bisherigen Erörterungen sind wir in der Lage, die **Zusammenhänge zwischen Prognose und Planung zusammenzufassen**. Danach kann festgehalten werden, daß sich Planung auf zukünftige Entscheidungen oder Handlungen bezieht (vgl. z.B. SZYPERSKI/WINAND 1980, S.30). "Die Planung legt gewissermaßen bestimmte Problemlösungsvorschläge vor, die einer endgültigen Auswahl (=Entscheidung) unterworfen werden" (WILD 1982,S.41). Da sich diese Problemlösungsvorschläge auf zukünftige Entscheidungs- oder Handlungsspielräume beziehen (vgl. SZYPERSKI/WINAND 1980,S.32), benötigt die Planung Informationen über die Zukunft (vgl. dazu auch WEISKAM 1963; HÄUSLER 1970, S.25f.; STEINER 1971,S.271f.; HILL 1971,S.12f.; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT 1973,S.53ff.; GÄLWEILER 1974,S.206f.; GROCHLA 1975,S.25;

---

[1] Durch Rückkoppelungseffekte kann eine Prognose auch im Zusammenhang mit reaktiven Entscheidungen stehen, indem etwa durch eine Prognose bereits getroffene Entscheidungen nachträglich gerechtfertigt werden sollen.

[2] Dabei ist u.U. eine exakte Trennung zwischen diesen beiden idealtypischen Phasen praktisch nicht möglich. So müssen etwa Prognosen über die quantitativen Wirkungen von Energiesparmaßnahmen von einem "Referenzfall" (Lageprognose) ausgehen, der als Basis für die Bewertung der Energiesparmaßnahmen (Wirkungsprognose) dient. D.h., das Ergebnis der Wirkungsprognose hängt unmittelbar vom Ergebnis der Lageprognose ab.

KIRSCH 1975,S.24; BIRCHER 1976,S.175; KRETSCHMER 1976,S.23; WELGE 1985,S.50f.; u.a.m.), die von der Prognose z.T. geliefert werden. Damit ist die **Prognose als Teil der Planung** anzusehen (vgl. z.B. WILD 1982,S.36ff.; TÖPFER 1976,S.80ff.).

(3) Prognose und Flexibilität

Aus den vorangegangenen Analysen ergeben sich vor allem die folgenden Fragen zum **Verhältnis von Prognose und Flexibilität**:

- Welchen Beitrag kann die Prognose als Teil der Planung zur Erfüllung der Flexibiltätsfunktion der Planung leisten (der Beitrag der Prognose zur Flexibilität) ?
- Inwieweit ist die Prognose Voraussetzung für die Flexibilität der Planung (der Beitrag der Prognose zur Flexibilität der Planung) ?
- Wie kann die Prognose als Teil der Planung selber flexibel gestaltet werden (die Flexibilitätsanforderungen an die Prognose) ?

Aufgrund der behandelten Problemstellung wollen wir bei der Beantwortung der Fragen das Schwergewicht auf den Beitrag legen, den die Prognose zur Flexibilität (einer Unternehmung bzw. eines EVU) zu leisten vermag.

(a) Der Beitrag der Prognose zur Flexibilität

Wenn die Prognose Teil der Planung ist, dann muß sie auch einen Beitrag zur Erfüllung der Planungsfunktionen (vgl. dazu insbesondere WELGE 1985,S.38ff.) leisten. Uns interessiert in diesem Zusammenhang lediglich, welchen Beitrag die Prognose zur **Flexibilitätsfunktion der Planung** leistet. Um dieses zu untersuchen, ist das Verhältnis zwischen der Prognose und den Voraussetzungen der Flexibilität zu untersuchen.

(aa) Informative Umweltkopplung

Da Prognosen Informationen über die Zukunft liefern, bildet die informative Umweltkopplung den geeigneten Ausgangspunkt für unsere Diskussion. Prognosen sind notwendig, weil die Zukunft ungewiß ist (vgl. dazu auch BROCKHOFF 1977,S.17)[1]. Ebenso ist die Notwendigkeit zur Flexibilität in hohem Maße in der Ungewißheit begründet (vgl. dazu z.B. HART 1940,S.1ff.; FRESE 1968a,S.41ff.; MARSCHAK/NELSON 1962,S.42ff.; JACOB 1974,S.299ff.; u.a.m.). Damit verfügen **Prognose und Flexibilität** über einen **gemeinsamen Ursprung**, den wir kurz näher betrachten wollen: die Vorhersagbarkeit der Zukunft.

Im Rahmen der Entscheidungstheorie werden üblicherweise drei **Stufen der Vorhersagbarkeit der Zukunftsentwicklungen** unterschieden (vgl. dazu z.B. KNIGHT 1971,S.197ff.; BAMBERG/COENENBERG 1977,S.16ff.; ALBACH 1979,S.15ff.; SCHNEIDER 1980,S.70ff.):

---

[1] Deterministische Aussagen über die Zukunft werden vielfach aus dem Prognosebegriff ausgegrenzt (vgl. dazu z.B. BROCKHOFF 1977, S.17).

- **Sicherheit**: nur eine Umweltentwicklung wird für möglich gehalten;
- **Risiko**: es sind mehrere Umweltentwicklungen möglich, für deren Eintritt Wahrscheinlichkeiten angegeben werden können;
- **Ungewißheit**: es sind mehrere Umweltentwicklungen möglich, für deren Eintritt jedoch keine Wahrscheinlichkeiten angegeben werden können.

Für praktische Probleme besitzt ferner eine **mangelnde Voraussicht** große Bedeutung; in diesem Fall war eine eingetretene Entwicklung - a priori - nicht in Betracht gezogen worden (vgl. auch MÖSSNER 1982,S.52f.).

Aufgrund der in der Arbeit zugrundegelegten Definition von Flexibilität (vgl. dazu 1.3.1) können **alle Stufen der Vorhersagbarkeit** von Zukunftsentwicklungen **zu einem Flexibilitätsbedarf** führen. Dabei bestehen jedoch prinzipielle Unterschiede. Bei Sicherheit weiß die Unternehmung, an welche Umweltentwicklungen sie sich anzupassen hat. Die Flexibilität kann exakt geplant werden. In Anlehnung an MEFFERT (1985,S.124ff.) läßt sich auch von gezielter bzw. situationsspezifischer Flexibilität sprechen. Wir wollen diese zweite Terminologie verwenden, da auch eine ungezielte Flexibilität geplant werden kann. Mit zunehmender Unsicherheit sinken die Möglichkeiten zu einer geplanten Anpassung (Flexibilität); die Unternehmung muß sich zunehmend auf unvorhergesehene Ereignisse einstellen. Dieses erfolgt im Rahmen einer ungeplanten bzw. ungezielten (situationsübergreifenden) Flexibilität[1] (vgl. dazu MEFFERT 1985,S.124ff.). Die Abbildung 1.4-1 verdeutlicht diese Zusammenhänge.

Unter Planbarkeit ist dabei die Fähigkeit zu verstehen, eine antizipative Entscheidung zu treffen, die zu einem angestrebten Vorzugszustand führen wird. Je weniger die Unternehmung über die Zukunft weiß, um so weniger können antizipative Entscheidungen getroffen werden. Daher läßt sich "flexibility as a complement to planning" (EPPINK 1975,S.5) interpretieren. Genauer wäre es jedoch, von einem **ergänzenden Nebeneinander gezielter Flexibilität und Planung** auf der einen Seite sowie **ungezielter Flexibilität** auf der anderen Seite zu sprechen.

Um den Beitrag zu analysieren, den eine Prognose in ihrer Funktion einer informativen Umweltkopplung zur Flexibilität leistet, ist zwischen einer Lage- und einer Wirkungsprognose zu differenzieren (vgl. dazu auch HOEBEL 1977,S.39ff.). Durch eine **Lageprognose** wird die **Voraussicht** im Hinblick auf das **Eintreten von Umweltveränderungen verbessert**. Die Unternehmung kann verstärkt eine gezielte Flexibilität einsetzen. Dieses läßt sich grundsätzlich positiv bewerten, "da ungezielte Flexibilität zu hohen Opportunitätskosten führt ..." (MEFFERT 1985,S.124).

Insofern besitzt die **Prognose komplementären Charakter** zu anderen das Flexibilitätsangebot bestimmenden Faktoren. LEHNEIS (1971, S.92ff.) nennt in diesem Zusammenhang beispielsweise das Hinaus-

---

[1] In diesem Zusammenhang verwenden wir entsprechend den Begriff der ungezielten Flexibilität.

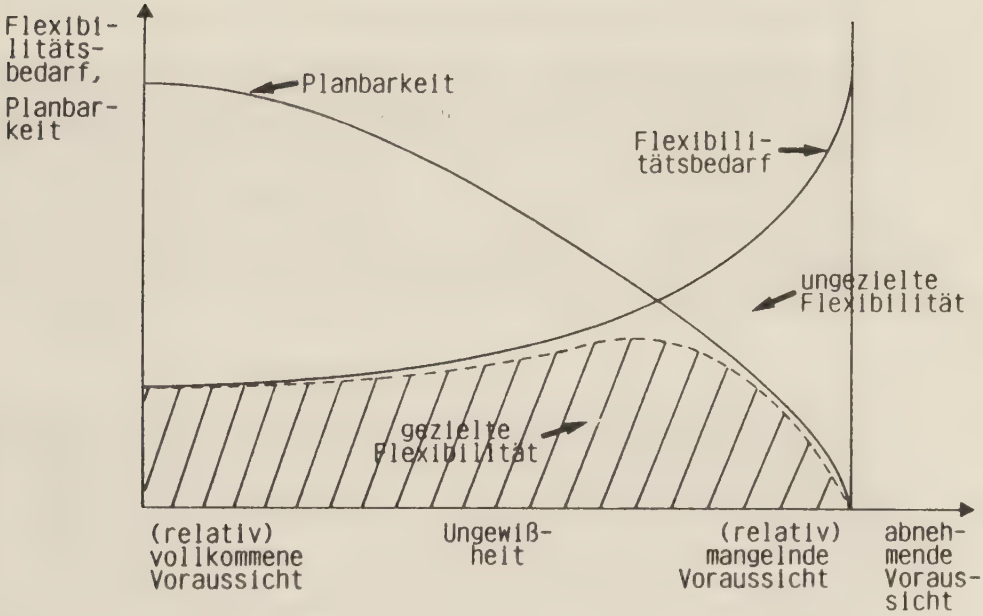


Abb.1.4-1: Flexibilität in Abhängigkeit vom Grad der Voraussicht (Quelle: analog zu MÖSSNER 1982,S.90 und MEFFERT 1985, S.134).

schieben von Entscheidungen, die Methode der Grob- und Feinplanung, die flexible Planung oder die Anpassung durch Änderung der Zielfunktion, mit deren Hilfe eine Anpassung an die nach einer Prognose verbleibende Unsicherheit erfolgen kann. ALBACH (1979,S.25f.) weist darauf hin, daß die benötigte Prognosegenauigkeit um so geringer ausfällt, je mehr es einer Unternehmung gelingt, "elastische Entscheidungen" zu treffen oder das Risiko auf andere abzuwälzen.

Ebenso wie die Lageprognose leistet die **Wirkungsprognose** einen Beitrag zur informativen Umweltkopplung und damit auch zu dieser Voraussetzung der Flexibilität. Durch eine Wirkungsprognose werden die **Wirkungen von** in Frage kommenden **Anpassungshandlungen antizipiert.** Erst hierdurch wird überhaupt eine gezielte Flexibilität möglich. Ohne eine informative Umweltkopplung im Rahmen von Wirkungsprognosen würde jede (denkbare) Anpassungshandlung von Umweltveränderungen isoliert werden. Damit ist eine Wirkungsprognose in ihrer Funktion

als informative Umweltkopplung unerläßliche Voraussetzung für eine gezielte Flexibilität[1].

(ab) Prognose als Selektionsverstärker

Die Wirkungsprognose dient nicht nur zur informativen Umweltkopplung sondern auch als Selektionsverstärker (vgl. dazu auch BEER 1970, S.165f.). Wir hatten oben hervorgehoben, daß sich Entscheidungssysteme über eine zweckentsprechende Selektion anpassen (vgl. dazu 1.3.4). D.h., daß aus einer Vielzahl möglicher Anpassungsmaßnahmen diejenige Maßnahme ausgewählt wird, die zu einer "optimalen" Zielerreichung führt. Dabei steuern die durch die Planung gesetzten Ziele die Alternativensuche und deren Auswahl bei konkreten Anpassungsentscheidungen. Die Ziele definieren den gewünschten künftigen Systemzustand (S_g); durch Vergleich mit dem Istzustand[2] (S_t) ergibt sich die Ziellücke ΔZ:

$$\Delta Z = S_g - S_t \quad ,$$

die durch die auszuwählenden Anpassungsmaßnahmen geschlossen werden soll (MÖSSNER 1982,S.97f.)[3]. Ohne Durchführung einer Wirkungsprognose müßte eine Anpassungsmaßnahme aufgrund von Heuristiken oder einfach zufällig ausgewählt werden. Eine Wirkungsprognose erlaubt dagegen eine **differenzierte Bewertung jeder möglichen Anpassungsentscheidung**: denn die Wirkungsprognosen "... (liefern) eine Aussage über die erwarteten Wirkungen (Ergebnisse) geplanter Maßnahmen (bei unterstellter Umweltentwicklung laut vorheriger Lageprognose)..." (WILD 1982,S.67)[4]. Wirkungsprognosen erlauben damit eine selektive Vorgehensweise bei der Festlegung von Anpassungsmaßnahmen. Da die Wirkungsprognose nur eine Voraussetzung für eine zweckentsprechende Selektion ist, scheint der Begriff des Selektionsverstärkers in diesem Zusammenhang geeigneter zu sein.

(ac) Prognose und ausreichende Varietät

Die Bedeutung der Prognose für die Bereitstellung einer ausreichenden Varietät liegt darin, daß eine Prognose der Varietät vorgenommen werden kann. Aufgrund dieser Prognose kann die Bereitstellung zusätzlicher oder der Abbau überflüssiger Varietät erwogen werden. Dazu ist aber ferner die erforderliche Varietät über eine Umweltanaly-

---

[1] Anderer Auffassung ist offensichtlich HASENACK (1932, S.64ff.), der durch die Abgabe von Prognosen die Gefahr heraufbeschworen sieht, daß eine Unternehmung von einer scheinbaren "Stabilität" ausgeht, die tatsächlich nicht gegeben ist.

[2] Hierbei handelt es sich im übrigen i.d.R. um einen prognostizierten Istzustand.

[3] Dabei tritt häufig das zusätzliche Problem auf, daß der beobachtete und der tatsächlich realisierte Zielerreichungsgrad nicht übereinstimmt (vgl. dazu insbesondere ZAHN 1971,S.78ff.).

[4] Damit hängt aber letztlich die Qualität der Wirkungsprognose von der Lageprognose ab.

se und Plankontrolle zu ermitteln (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982, S.96).

(ad) Erhöhung der Reaktionsschnelligkeit durch die Prognose

Inwieweit eine Prognose zur Verkürzung der Anpassungsdauer beitragen kann, soll im folgenden anhand der einzelnen Komponenten eines Reaktionszykyklusses untersucht werden. Dabei fließen jedoch auch Überlegungen ein, die wir bereits zu den anderen Voraussetzungen der Flexibilität angestellt haben:

- Die **Beobachtungszeit** (t_{bi}):

Die Beobachtungszeit kann durch eine Prognose ganz erheblich verkürzt werden. Denn die "Prognose der möglichen Umweltentwicklung und Trendkontrolle erlauben ein frühzeitiges Erkennen von potentiellen Anpassungsfällen, häufig lange bevor deren Auswirkungen auf die Unternehmung festgestellt werden können" (MÖSSNER 1982,S.100).

- Die **Entscheidungszeit** (t_{ei}):

Grundsätzlich kollidiert die Forderung nach der Schnelligkeit der Entscheidung mit der Forderung nach deren Güte, also nach einer zweckentsprechenden Selektion (vgl. MÖSSNER 1982,S.101). Zur Abschwächung dieses Dilemmas kann die Prognose beitragen,

- indem durch Szenario-Writing (vgl. dazu z.B. GOMEZ 1982,S.9ff.; ZENTNER 1982,S.12ff.) oder Simulationsmodelle (vgl. dazu z.B. MERTENS 1982) auf verschiedene zukünftig zu erwartende Umweltentwicklungen hingewiesen wird, was frühzeitig zu einer Eventualplanung genutzt werden kann - dadurch verkürzt sich die Entscheidungszeit erheblich - oder
- indem die Verwendung typisierter (computergestützter) Prognosemodelle zu einer schnelleren zweckentsprechenden Selektion führt.

- Die **Aktionszeit** (t_{di}):

Die Aktionszeit, also die Zeit für die Vorbereitung und Durchführung von Anpassungsmaßnahmen, läßt sich nur indirekt mit Hilfe von Prognosen verkürzen. "Komplexe Anpassungsmaßnahmen erfordern mitunter eine extrem lange Vorbereitungszeit, die für eine spontane Realisierung im akuten Problemfall prohibitiv wäre" (MÖSSNER 1982,S.101). Solche Vorbereitungsmaßnahmen können jedoch aufgrund von Prognosen bereits frühzeitig ausgelöst werden.

- Die **Wirkzeit** (t_{wi}):

Die Zeitdauer zwischen Ausführung und Wirkung einer Anpassungsmaßnahme kann durch eine Prognose berührt werden, indem versucht wird, "self-fullfilling" oder "self-destroying" Effekte einer Prognose dazu einzusetzen, die angestrebten Wirkungen von Anpassungsmaßnahmen zu verstärken. Für den Bereich der EVU ist dieses in der Vergangenheit etwa dadurch geschehen, daß der Zusammenbruch der Stromversorgung prognostiziert wurde ("Die Lichter gehen aus"), um den Bau von (Kern-) Kraftwerken voranzutreiben und öffentlich zu rechtfertigen (vgl. z.B. BAUERSCHMIDT 1985,S.46).

Ferner kann die Prognose zur **Verkürzung der gesamten Anpassungsdauer** beitragen. Da zur vollständigen Anpassung der gesamte Reak-

tionszyklus mehrfach zu durchlaufen ist, werden unbedingt Informationen über zwischenzeitlich erkennbare, weitere Umweltentwicklungen benötigt. Dieses leistet u.a. eine Prognose.

Andere Ansatzpunkte zur Verkürzung der gesamten Anpassungsdauer bieten sich in der Gestaltung der Prognose bzw. der Prognosemodelle selber an. So könnten z.B. in die Prognose Lernprozesse einbezogen werden, oder Informationshandlungen, die zur Feststellung zwischenzeitlicher Umweltentwicklungen und der Wirkungen der eigenen Aktionen notwendig sind, werden zum Bestandteil bei der Erstellung von Folgeprognosen.

(ae) Prognose und Anpassungsbereitschaft

Zur Erhöhung der Anpassungsbereitschaft existieren im Zusammenhang mit einer Prognose ebenfalls eine Reihe von Ansatzpunkten. So wird durch eine Prognose frühzeitig auf unerwünschte und bedrohliche Umweltentwicklungen hingewiesen (vgl. dazu auch HOEBEL 1977,S.47). Ein Entscheidungsträger ist damit gezwungen, sich mit diesen Entwicklungen auseinanderzusetzen. Diese frühzeitige Konfrontation mit unerwünschten und bedrohlichen Entwicklungen dürfte die Bereitschaft zur Ergreifung entsprechender Anpassungsmaßnahmen erheblich fördern.

Ferner erhöht eine Prognose die Glaubwürdigkeit möglicher Anpassungsnotwendigkeiten. Dieses dürfte sich ebenfalls positiv auf die Anpassungsbereitschaft eines Entscheidungsträgers und der Vollzugsorgane auswirken.

Insgesamt sind wir der Auffassung, daß durch die aufgezeigten vielfältigen Beiträge, die eine Prognose zu den Voraussetzungen der Flexibilität leisten kann, ausreichend belegt wurde, daß die **Prognose einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Flexibilität** in einer Unternehmung zu leisten vermag.

(b) Der Beitrag der Prognose zur Flexibilität der Planung

Den Beitrag der Prognose zur Flexibilität der Planung wollen wir nur kurz ansprechen, da dieser Aspekt für die weitere Arbeit unter Punkt (a) subsumiert werden kann und nicht explizit und isoliert behandelt werden muß.

Zum einen ist die Prognose Teil der informativen Kopplung an das Planungsumfeld (vgl. dazu MÖSSNER 1982,S.105). Mit Hilfe der Prognosen können Informationen eingeholt werden, die als auslösende Bedingungen bei Eventualplänen definiert werden. Zum anderen - und dieses ist der gewichtigere Beitrag der Prognose zur Flexibilität der Planung - können Prognosen zu einer schnelleren Plananpassung führen, indem frühzeitig Anpassungserfordernisse antizipiert werden. Insgesamt muß der Beitrag der Prognose zur Flexibilität der Planung jedoch eher als gering eingestuft werden.

(c) Flexibilitätsanforderungen an die Prognose

Die unter (a) angestellten Ausführungen zum Beitrag der Prognose zur Flexibilität enthielten bereits einige Hinweise darauf, daß eine

Prognose bzw. ein Prognosemodell selber anpassungsfähig gestaltet werden muß. Aufgrund der Flexibilitätsvoraussetzungen sind dabei die folgenden Anforderungen an die Gestaltung einer Prognose (eines Prognosemodells) zu stellen[1]:

- Die **Prognose** muß an ihr **Umfeld informativ gekoppelt** werden; dieses beinhaltet vor allem die Forderung nach einer ständigen Kontrolle der Prognose (vgl. dazu auch HOEBEL 1977,S.30).
- Es muß eine **zweckentsprechende Selektion von Prognoseanpassungen** gewährleistet werden. Als ein möglicher Ansatzpunkt sei auf die Erstellung von Eventualprognosen (vgl. dazu KOCH 1961,S.11) hingewiesen, die im Vorhinein denkbare Umweltveränderungen berücksichtigen. Bei Eintritt einer dieser Veränderungen kann die entsprechende "angepaßte Prognose" schnellstens selektiert werden.
- Die **Prognose** muß über eine **ausreichende Varietät** verfügen. Diese Forderung betrifft vor allem das verwendete Prognosemodell, den Ablauf der Prognose, sowie den Prozeß der Prognoseaufstellung und die Prognoseergebnisse selbst (vgl. dazu auch HOEBEL 1977,S.30).
- Die **Prognose** muß **ausreichend schnell angepaßt werden** können[2]. In diesem Zusammenhang bieten sich zahlreiche Ansatzpunkte an. Beispielhaft wollen wir die regelmäßige Durchführung von Kontrollen erwähnen.
- Es muß eine genügend hohe **Bereitschaft zur Anpassung der Prognosen** vorhanden sein. Diese läßt sich etwa durch die Offenlegung der Anpassungsgründe oder durch die Involvierung des Prognoseverwenders in die Prognoseerstellung und -anpassung bewerkstelligen.

Weitere Einzelheiten, wie eine Prognose bzw. ein Prognosemodell anpassungsfähig gestaltet werden kann, werden wir im Hauptteil der Arbeit für unser spezielles Problem noch vertiefen.

---

[1] Im Gegensatz zu den hier detailliert formulierten Anforderungen beschränken sich z.B. MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT (1978,S.2f.) beider Forderung nach Anpassungsfähigkeit bzw. Flexibilität auf das Prognoseverfahren.

[2] Dabei liegt gerade bei dieser Komponente bzgl. der Anpassung von Energieprognosen einiges im Argen, "... because they often represent a record of investment, not just an analysis of trends", so daß "... forecasts are slow to change" (MARSHALL 1980,S.1353).

2. Die Notwendigkeit einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse zur Steigerung der Flexibilität in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Jede wissenschaftliche Erkenntnisgewinnung dient zur Verwirklichung von **Zielen** (vgl. dazu insbesondere STÄHLIN 1973,S.6ff.), indem eine effiziente Zweck/Mittel-Relation geschaffen werden soll. Da die verfolgten Ziele in hohem Maße von dem betrachteten Phänomen abhängen, muß jede wissenschaftliche Erkenntnisgewinnung Aussagen über die relevanten Ziele abgeben. Im Rahmen dieser Arbeit ist somit zu klären[1],

- warum sich ein EVU anpassen sollte bzw. warum es die dafür notwendige Flexibilität schaffen und erhalten sollte[2] und
- warum dazu eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse benötigt wird[3].

Insgesamt wird in diesem Kapitel somit versucht, die Relevanz der untersuchten Zweck (Flexibilität) / Mittel (kurzfristige Stromverbrauchsprognose und -analyse) - Relation näher zu begründen. Diese Begründung ist dann Ausgangsbasis für die weitere Arbeit, in der versucht werden soll, eine **effiziente** Zweck/Mittel-Relation zu schaffen.

2.1 Der Zusammenhang zwischen der Flexibilität und dem Zielsystem eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens

Um die Frage zu beantworten, warum sich ein EVU anpassen sollte bzw. warum es die dafür notwendige Flexibilität schaffen und erhalten sollte, wählen wir eine zweistufige Vorgehensweise:

(1) Zunächst ist das **Zielsystem** der EVU zu analysieren, insbesondere, um feststellen zu können, in welchem Ausmaß die EVU Flexibilität als eigenständige Zielsetzung verfolgen.
(2) Daran anschließend ist zu **begründen**, warum das Flexibilitätsziel von den EVU (stärker) beachtet werden sollte.

Eine kurze zusammenfassende Beurteilung der Bedeutung des Flexibilitätsziels für ein EVU rundet dieses Kapitel ab.

2.1.1 Das Zielsystem eines Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Bereits verschiedentlich ist auf die Besonderheiten des Zielsystems eines EVU aufmerksam gemacht worden (vgl. dazu insbesondere HAU-

---

[1] Zu dieser Zweiteilung vgl. auch STEINMANN et al. 1976,S.51ff.

[2] Dieser Teil (vgl. dazu 2.1) enthält somit (normative) Aussagen über den "Zweck" innerhalb der untersuchten "Zweck-Mittel-Relation" (normative Problematik).

[3] Dieser Teil (vgl. dazu 2.2) thematisiert damit das "Mittel" innerhalb der untersuchten "Zweck-Mittel-Relation".

SCHILDT 1964,S.4ff.; KOBARG 1973,S.119ff.; MÖNIG 1975,S.97ff.; EITENEYER 1977,S.303ff.; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.564f.; ENGELHARDT/GÜNTER 1981,S.241ff.; PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.562f.; READWIN 1985,S.41ff.) Dabei wird "als grundlegend für die Charakterisierung des Zielsystems von EVU ... das Gewinnziel einerseits und insbesondere der gesetzliche Versorgungsauftrag andererseits angesehen" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.564)[1]. Ursächlich für die Besonderheiten im Zielsystem eines EVU ist dessen Zugehörigkeit zu den bedarfswirtschaftlichen Unternehmungen (vgl. PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.562). Im Gegensatz zu den erwerbswirtschaftlichen Unternehmungen, die im Interesse der privaten Träger agieren, werden die bedarfswirtschaftlichen Unternehmungen im Interesse des öffentlichen Gemeinwohls tätig (vgl. THIEMEYER 1975,S.30). Da die EVU als öffentlich gebundene Betriebe (vgl. dazu THIEMEYER 1979, S.748) "... auf der Grundlage des erfüllten gesetzlichen Versorgungsauftrages, Gewinnzielen (nachgehen) ..." (RAFFÉE/FRITZ 1980, S.564), stehen sie "... im Spannungsfeld zwischen öffentlichem Auftrag und betriebswirtschaftlichen Grunderfordernissen" (EITENEYER 1977,S.303). Obwohl im Zielsystem eines EVU das Sachziel[2] der Bedarfsdeckung dominiert (vgl. dazu ENGELHARDT/GÜNTER 1981,S.241f.; PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.562), ist es einem EVU unbenommen, "... ihrem Gewinnziel nachzugehen (Gewinnmaximierung unter 'Constraints'" (THIEMEYER 1979,S.748).

Ursprung des **Sachziels der Bedarfsdeckung** ist die gesetzliche Verpflichtung der EVU, jedermann zu den allgemeinen Versorgungsbedingungen und Tarifpreisen an das Versorgungsnetz anzuschließen und zu versorgen (vgl. dazu z.B. BÜDENBENDER 1978,S.154). Aus dieser **allgemeinen Anschluß- und Versorgungspflicht** (RGBL 1935, S.1452) lassen sich "... drei Zielsetzungen ableiten, die im Hinblick auf eine Maximierung des Gemeinwohls kombiniert zu erreichen sind "(PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.562)[3]:

- Sicherung der Energieversorgung,
- Wahrung der Wirtschaftlichkeit,
- Erträgliche Gestaltung der Umwelteinflüsse,

welche zueinander in einem konfliktionären Verhältnis stehen (vgl. dazu insbesondere HOFFMANN 1984,S.447ff.)[4].

Die **Sicherung der Energieversorgung** beinhaltet für ein EVU die Forderung, jederzeit und vollständig bzw. ausreichend die Nachfrage nach Elektrizität zu befriedigen (vgl. dazu z.B. DOLINSKI/ZIESING 1976,S.28f.; PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.562). Die Präambel des Energiewirtschaftsgesetzes fordert weiter, daß dieses so billig wie möglich erfolgen soll (vgl. dazu z.B. BÜDENBENDER 1978, S.152). Hieraus

---

[1] Vgl. dazu auch HAUSCHILDT 1964,S.4ff. sowie EITENEYER 1975, S.322.

[2] Zur Unterscheidung von Sach- und Formalziel vgl. insbesondere KOSIOL 1966,S.212ff.

[3] Vgl. dazu auch TEGETHOFF 1975,S.95; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.564; READWIN 1985,S.41ff.

[4] So ist z.B. eine Enrgieversorgung um so sicherer, je mehr Überkapazitäten aufgebaut werden; diese führen jedoch zu Unwirtschaftlichkeiten und sozialen Unverträglichkeiten.

leitet sich das Postulat nach einer **Wahrung der Wirtschaftlichkeit** ab. Das dritte Subziel - die **erträgliche Gestaltung der Umwelteinflüsse** - läßt sich nicht unmittelbar aus dem Energiewirtschaftsgesetz ableiten (vgl. dazu auch PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.563; KLINGER 1985,S.647ff.). Die Kernenergiediskussion im Laufe des letzten Jahrzehnts u.ä.m. weist jedoch auf die enorme Bedeutung dieser Zielsetzung hin. Eine sozial verträgliche und umweltfreundliche Energieversorgung (vgl. dazu RAFFÉE/FRITZ 1980,S.564; ALBRECHT et al. 1983; BAUERSCHMIDT 1985,S.13ff.; MEYER-ABICH/SCHEFOLD 1986,S.18ff.) ist u.E. wesentlicher Bestandteil des Gemeinwohls. Die EVU als öffentlich gebundene Betriebe sollten daher auch bestrebt sein, den Bedarf an Energie sozial verträglich und umweltfreundlich zu decken.

Ebenso einmütig wie die Bedarfsdeckung als Hauptziel der EVU angesehen wird (vgl. z.B. auch ROTHENBERG 1977,S.537), billigt die überwiegende Mehrheit der Literatur den EVU die Verfolgung des Formalziels einer **ausreichenden Gewinnerzielung** zu. Dieses wird rechtlich (vgl. dazu insbesondere HAUSCHILDT 1964,S.48ff. und die dort genannte Literatur), volkswirtschaftlich, vor allem aber betriebswirtschaftlich begründet; hier dominiert der Hinweis auf eine Gefährdung des Unternehmungsbestandes bei fehlender Rentabilität.

Neben diesen, als klassisch zu bezeichnenden Zielen[1], wurde in jüngster Zeit verstärkt auf eine **Erweiterung des Zielsystems** der EVU hingewiesen. In diesem Zusammenhang wird zum einen Energieeinsparung als mögliche Zielsetzung diskutiert und zum anderen werden die Beziehungen zwischen den Zielen einer Energiepolitik, die unmittelbar die Ziele eines EVU mitbestimmen, und den Zielen einer umfassenden Wirtschaftspolitik vertieft.

Energieeinsparung als mögliche Zielsetzung eines EVU (vgl. dazu insbesondere auch CLAUSNIZER 1979,S.792ff.) leitet sich aus dem ersten Energieprogramm der Bundesregierung vom 26.09.1973 (vgl. dazu z.B. BÖNNER 1982,S.336) ab. In diesem wird eine Energieversorgung gefordert, die auf möglichst günstige volkswirtschaftliche Gesamtkosten abstellt. Auf diesem Oberziel aufbauend kann die in Abbildung 2.1-1 visualisierte Zielhierarchie entwickelt werden (vgl. dazu MEIXNER 1983,S.68f.).

Aus der Abb.2.1-1 wird deutlich, daß die Einsparung von Energie positive Zielbeiträge zu einer Reihe von Teilzielen zu leisten vermag,die wiederum zur Erreichung der klassischen Ziele einer billigen und sicheren Energieversorgung beitragen.

---

[1] Klassisch, da sie im wesentlichen aus dem EnerG von 1935 abgeleitet werden (vgl. auch BENZ 1985,S.609); so weist z.B. SCHNEIDER (1936,S.4) bereits vor ca. 50zig Jahren auf die Ziele der Versorgungssicherheit und der Billigkeit der Versorgung hin:

> "Die Preise sollen für jeden Absatz so niedrig wie möglich sein... . Diesem Streben ist eine ... Grenze durch die Forderung nach Sicherheit der technischen Ausgestaltung der Anlagen und Zuverlässigkeit der Versorgung gezogen."

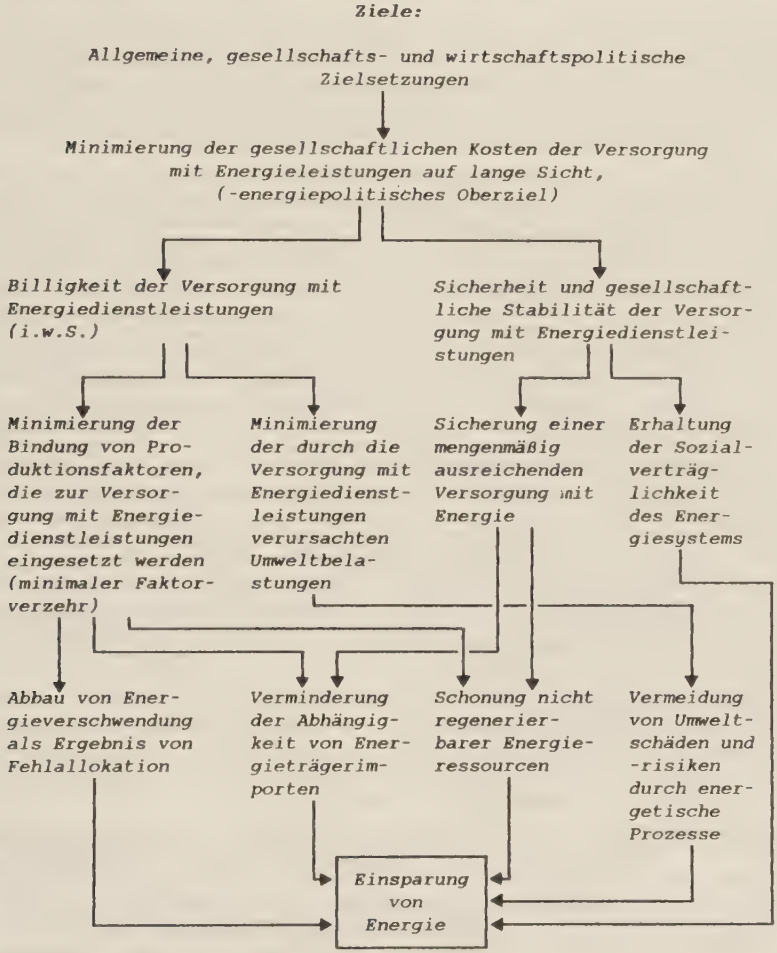


Abb.2.1-1: Schematische Darstellung des für die Begründung des Ziels Energieeinsparung relevanten Ausschnitts aus dem energiepolitischen Zielsystem (Quelle: analog zu MEIXNER 1983, S.69)

Denn auch die **Erzielung** eines **ausreichenden Gewinns** wird von einem **Energieeinsparungsziel** nicht zwangsläufig gefährdet. Zu beachten ist nämlich, daß von Energieeinsparung und nicht von Einsparung an Elektrizität gesprochen wird. So führte die Einführung der Wärmepumpentechnologie (vgl. dazu insbesondere von CUBE/STEIMLE 1984) zu einer Substitution von Kohle, Erdgas und Heizöl zugunsten der Elektrizität. Auch wenn zur Erzeugung der Elektrizität die genannten Primär-

energieträger Kohle, Erdgas und Heizöl benötigt werden, konnten insgesamt Einsparungseffekte (vgl. dazu z.B. DOTZENRATH/BINGMANN/SCHULZ 1981,S.86) aufgrund verbesserter Wirkungsgrade realisiert werden. Dieses Beispiel der (elektrischen) Wärmepumpen[1] zeigt, daß von den EVU das Ziel einer Energieeinsparung unter gleichzeitiger Erwirtschaftung eines höheren Gewinnes[2] verfolgt werden kann.

Der zweite Punkt im Hinblick auf die Erweiterung des Zielsystems eines EVU betrifft die Vertiefung des Zusammenhanges zwischen den **Zielen der Energiepolitik** und den **allgemeinen Zielen einer Wirtschaftspolitik.** Aufgrund des hohen Verflechtungsgrads zwischen der öffentlichen Hand und damit der Politik auf der einen und den EVU auf der anderen Seite können die Ziele der Energiepolitik (vgl. dazu z.B. BÖNNER 1982,S.336ff.) als oberste Ziele der EVU interpretiert werden. Zum einen hat die öffentliche Hand durch hohe Kapitalbeteiligungen[3] einen erheblichen Einfluß auf die Unternehmenspolitik der EVU. Zum anderen leisten die EVU durch die Konzessionsabgaben (vgl. dazu ausführlicher 2.1.2.2 und Punkt (2) in 2.2.1) einen (erheblichen) Beitrag zu den öffentlichen Haushalten, so daß die EVU stärker als andere Branchen Einfluß auf die Politik ausüben können, aber andererseits auch als Instrument der (Wirtschafts-) Politik eingesetzt werden (vgl. dazu auch THIEMEYER 1975,S.60ff.). Daher ist im folgenden kurz zu untersuchen, welche Möglichkeiten ein EVU besitzt, auf die Ziele der allgemeinen Wirtschaftspolitik einzuwirken bzw. in welchem Umfang die allgemeinen wirtschaftspolitischen Ziele die Ziele einer Energiepolitik und damit die Ziele der EVU beeinflussen. Zu diskutieren sind dabei vor allem (vgl. dazu auch DOLINSKI/ZIESING 1976,S.21ff.; BENZ 1985,S.611ff.):

- die Umweltschutzpolitik,
- die Wachstumspolitik,
- die Beschäftigungspolitik,
- die Zahlungsbilanzpolitik,
- die Forschungspolitik sowie
- die regionale und sektorale Strukturpolitik.

Die Möglichkeit der EVU, zu den Zielen einer **Umweltschutzpolitik** beizutragen, dürfte offensichtlich sein. "Da auf allen Stufen des Komplexes Energiewirtschaft - d.h. bei der Gewinnung, der Verarbeitung und Umwandlung, dem Transport sowie beim eigentlichen Verbrauch von Energie - ... Belastungen der Umwelt auf(treten)" (FFE o.J.,S.2), können EVU zu einer Verminderung der Umweltbelastungen

---

[1] Zu einer Systematisierung grundsätzlicher Möglichkeiten der Energieeinsparung vgl. z.B. BAUERSCHMIDT 1985,S.86ff. und die dort genannte Literatur.

[2] Dabei wird die Annahme zugrundegelegt, daß der Betrieb elektrisch betriebener Wärmepumpen grundsätzlich einen positiven Dekkungsbeitrag bei den EVU aufweist.

[3] 69.1% der EVU, die Elektrizität an die Verbraucher abgeben, sind Unternehmungen der öffentlichen Hand, d.h. Bund, Länder, Gemeindeverbände und Gemeinden verfügen über 95% und mehr der Kapitalbeteiligung; darüber hinaus sind 13.1% der EVU gemischtwirtschaftliche Unternehmungen, d.h. die öffentliche Hand besitzt eine Kapitalbeteiligung von 25% bis 95% (vgl. dazu VDEW 1986,S.43).

in nicht unerheblichem Umfang beitragen[1]. Dieses hat u.a. auch dazu geführt, daß wir in Konsens mit dem überwiegenden Teil der Literatur die erträgliche Gestaltung der Umwelteinflüsse als eine der primären Zielsetzungen von EVU ansehen. Insofern stellt die Forderung, die Ziele der Energiepolitik und damit auch die Ziele der EVU in die Dienste der Umweltpolitik zu stellen, keine Neuerung dar.

Zwischen den Zielen der Energiepolitik und damit den Zielen der EVU und den Zielen einer **Wachstumspolitik** besteht ebenfalls ein enger Zusammenhang[2] (vgl. hierzu insbesondere auch MAHER 1977,S.147ff.). So "(ist) eine der Voraussetzungen für ein gesundes Wirtschaftswachstum ... zweifelsohne eine preisgünstige Energieversorgung" (BENZ 1985,S.612). Denn das klassische Ziel der EVU, die Wirtschaftlichkeit in der Energieversorgung zu wahren, trägt zur Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmungen bei und stellt damit eine wichtige Wachstumsvoraussetzung für die gesamte Wirtschaft dar. Darüber hinaus sind die Ziele der Energiepolitik nicht nur Voraussetzung sondern auch Ausdruck einer Wachtumspolitik (vgl. dazu z.B. auch SONNENBORN 1981,S.77ff.). Dieses zeigt sich beispielsweise im drastischen Anstieg der Kraftwerksleistungen, die zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Betrug die (durchschnittliche) Leistung der in den Jahren um 1960 in Betrieb genommenen Wärmekraftwerke[3] etwa 150 MW, so stieg diese Leistung über 300 MW um 1965, 600 MW um 1975 auf 1.200 MW im Jahre 1985 (vgl. dazu RITTSTIEG 1977,S.533). Diesem "Wachstumsdenken" (vgl. dazu auch RASOKAT 1978,S.77ff.; BAUER-SCHMIDT 1985,S.22ff.) steht in jüngster Zeit zunehmend die Forderung nach einer Dezentralisierung der Energieversorgung entgegen, die im "... Wunsch nach kleinen dezentralen, regionalen Kraftwerken in Form von Blockkraftwerken ..." (BENZ 1985,S.610) mündet und somit eine Abkehr vom Wachstumsdenken beinhaltet[4] (vgl. dazu z.B. KLIEN et al. 1985). Welche der beiden Denkrichtungen zu präferieren ist, soll hier nicht diskutiert werden. Festzuhalten bleibt lediglich, daß von den Zielen der Energiepolitik und damit auch von den Zielen eines EVU erhebliche Wirkungen auf die Wachstumspolitik ausgehen und vice versa.

Ansatzpunkte, um die Energiepolitik in den Dienst einer **Beschäftigungspolitik** zu stellen, ergeben sich etwa durch

- eine Dezentralisierung der Erzeugungsanlagen;
- eine kostengünstige Energieversorgung, welche zu einer hohen Wettbewerbsfähigkeit bestimmter Industriezweige und hierüber zu einer Verbesserung der Beschäftigungssituation führt;
- den Einsatz bestimmter Primärenergieträger zur Elektrizitätserzeugung, wie etwa der Kohle, um hierdurch Beschäftigungseffekte in bestimmten Regionen zu erzielen.

---

[1] EULER (1985,S.21) spricht z.B. von der Energieversorgung als dem "Schlüssel für die Umweltpolitik".

[2] Vgl. dazu etwa die nahezu unübersehbaren graphischen Darstellungen zum Zusammenhang von Energieverbrauch und Wirtschaftswachstum (statt vieler vgl. SCHMITZ 1979,S.4f.; LANGER 1982, S.20f.).

[3] Dieses sind in erster Linie Kohle- und Kernkraftwerke.

[4] Zu den technischen Möglichkeiten in diesem Zusammenhang vgl. z.B. JACOBITZ 1981.

Auch in diesem Zusammenhang zeigt sich wiederum, daß die Ziele der Energiepolitik in erheblichem Umfang die Ziele der allgemeinen Wirtschaftspolitik mit beeinflussen und umgekehrt.

Die Beeinflussungsmöglichkeiten von seiten der EVU hinsichtlich der **Zahlungsbilanzpolitik** (vgl. dazu auch DOLINSKI/ZIESING 1976,S.23f.) resultieren zum einen aus einer über die Landesgrenzen hinausgehenden Verbundwirtschaft (vgl. dazu auch SCHWEITZER 1984; DVG 1986, S.14), die zum Im- bzw. Export von Strom führt, wovon naturgemäß Auswirkungen auf die Zahlungsbilanzen mit den betreffenden Ländern ausgehen. Ferner kann die Energiepolitik zu einer Verdrängung von Importenergien (Öl und Gas) beitragen, indem etwa verstärkt Strom - auf der Basis heimischer Steinkohle - durch Wärmepumpen in den Wärmemarkt vordringt bzw. vordringen soll, was erhebliche Konsequenzen für die Zahlungsbilanz mit sich bringt. Da die Zahlungsbilanzpolitik jedoch nahezu ausschließlich eine gesamtwirtschaftliche Angelegenheit ist, die kaum auf ein einzelnes EVU begrenzt werden kann, ist die Energiepolitik kaum geeignet, in den Dienst der Zahlungsbilanzpolitik gestellt zu werden (vgl. auch BENZ 1985, S.612).

Die Ziele der Energiepolitik können in beschränktem Umfang in den Dienst der **Forschungspolitik** gestellt werden. Dabei wirken "Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Träger von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten und Adressaten von Technologietransfer" (KROLL/MÜLLER PHILIPPS SOHN 1980). Denn die Erforschung neuer nuklearer Verfahren und Techniken kann i.d.R. nicht Sache der Politik sein - diesekann lediglich günstige oder weniger günstige Rahmenbedingungen setzen -, sondern muß in den Händen der beteiligten EVU liegen (vgl. BENZ 1985,S.612).

Eine Reihe von Möglichkeiten ergeben sich, die Energiepolitik in den Dienst einer **regionalen und sektoralen Strukturpolitik** zu stellen (vgl. dazu auch KÜSTER 1974,S.22f.; DOLINSKI/ZIESING 1976,S.24ff.). Verschiedentlich sind Ansatzpunkte hierzu in den vorangegangenen Punkten bereits angeklungen, so etwa bei der Förderung des Kohleeinsatzes zur Stromerzeugung, wodurch zunächst ein Beitrag zur sektoralen Strukturpolitik geleistet wird, da eine bestimmte Branche gefördert werden soll. Da die Kohleförderung selber auf wenige Regionen beschränkt ist, werden durch eine derartige Energiepolitik, wie sie im 3. Verstromungsgesetz von 1974 ihren Niederschlag fand (vgl. dazu insbesondere auch VOGELSANG 1980,S.15ff.), zudem bestimmte Regionen (sprich Ruhrgebiet und Saarland) in besonderem Maße gestärkt, was Ausdruck einer regionalen Strukturpolitik ist. Eine andere Möglichkeit, um durch den Einsatz energiepolitischer Instrumente eine regionale und sektorale Strukturpolitik zu betreiben, besteht etwa in der möglichst kostengünstigen und billigen Stromversorgung. Hiermit ist es u.U. möglich, bestimmte Industrieansiedlungen in eine zu fördernde Region zu lenken, woraus vielfältige Implikationen für die betreffende Region resultieren.

Insgesamt zeigt sich, daß eine Reihe von Ansatzpunkten existiert, die Energiepolitik bzw. deren Ziele in den Dienst allgemeiner wirtschaftspolitischer Ziele zu stellen. Der hohe Verflechtungsgrad zwischen den EVU und der öffentlichen Hand und damit der Politik führt dazu, daß die EVU als unmittelbar Betroffene energiepolitischer Zielvorstellungen gezwungen sind, sich diese Ziele der Energiepoli-

tik zu eigen zu machen. **EVU** müssen daher auch immer allgemeine **wirtschaftspolitische Ziele in hohem Maße berücksichtigen.**

Ferner wird deutlich, daß zwischen den **allgemeinen wirtschaftspolitischen Zielen und** den **klassischen Zielen der EVU** ein **sehr enger Zusammenhang** besteht. Generell kann dabei festgehalten werden, daß mit der Verfolgung der klassischen Ziele der EVU ein wesentlicher Beitrag zur Verfolgung allgemeiner wirtschaftspolitischer Ziele geleistet werden kann. Insofern bedarf unser bisher aufgestelltes Zielsystem keiner grundlegenden Änderung. Lediglich für Detailentscheidungen sind die klassischen Ziele bzgl. ihrer allgemeinen wirtschaftspolitischen Wirkungen im einzelnen genauer zu analysieren.

In den obigen Ausführungen haben wir den Stand der Literatur zum Zielsystem eines EVU aufbereitet und einer eingehenden Analyse unterzogen. Dabei konnte **Flexibilität als Zielvorstellung in** den **EVU** nicht explizit konstatiert werden, so daß sich die Frage stellt, ob sich in der Literatur zumindest Andeutungen über die Existenz einer solchen Zielvorstellung finden.

Diese Frage ist auf einer **energiepolitischen Ebene** zweifellos zu bejahen, wie im folgenden deutlich wird:

- Die Enquete-Kommission bewertete 1980 die Möglichkeiten für eine zukünftige Kernenergie-Politik anhand eines vom Institut für Angewandte Systemforschung und Prognose (ISP) entwickelten Kriterienkataloges für Energieversorgungssysteme (vgl. dazu MÜLLER-REISSMANN/BOSSEL 1979), indem u.a. die Wandlungsfähigkeit einer bestimmten energiepolitischen Richtung zu beurteilen war. Diese beinhaltet eine "hohe Flexibilität des Energieversorgungssystems gegenüber veränderten Anforderungen, sowie Verträglichkeit mit der Wandlungsfähigkeit der Gesellschaft insgesamt" (Deutscher Bundestag, Presse- und Informationszentrum 1980,S.135)[1].
- Die International Energy Agency (IEA), eine autonome Teilorganisation der OECD, konstatierte 1985 einen erhöhten Bedarf an Flexibilität in der Elektrizitätsversorgung ihrer Mitgliedsländer[2], um die drängendsten Probleme in der Elektrizitätsversorgung lösen zu können (vgl. dazu OECD/IEA 1985,S.158).

Dagegen finden sich auf einer eher **unternehmerischen Zielebene** nur wenige Hinweise, die auf die zunehmende Bedeutung der Flexibilität in der Elektrizitätsversorgung hindeuten (vgl. dazu z.B. NAGEL 1978, S.988; WHITTAKER 1978,S.152; WIGGINS 1981,S.5; MAULL 1985,S.406f.; BOZEM 1987,S.11), jedoch keine Ansatzpunkte zur Flexibilitätserhöhung aufzeigen. Insgesamt wird nach unserer Auffassung - vor allem in der deutschsprachigen Literatur - viel zu wenig auf dieses für die Überlebensfähigkeit der EVU eminent wichtige Ziel hingewiesen. Daß sich die EVU anpassen, kann nicht bestritten werden; die explizite Berücksichtigung eines Flexibilitätsziels in den unterneh-

---

[1] Vgl. ferner hierzu DOLINSKI/ZIESING 1976,S.162ff.; MEYER-ABICH/SCHEFOLD 1986,S.190.

[2] Mitgliedsländer der IEA sind: Australien, Belgien, Canada, Dänemark, BRD, Griechenland, Irland, Italien, Japan, Luxemburg, Niederlande, Neuseeland, Norwegen, Portugal, Spanien, Schweiz, Schweden, Türkei, Österreich, USA und Großbritannien.

merischen Zielvorstellungen der EVU, genau wie in der Beurteilung zukünftiger energiepolitischer Richtungen, könnte u.E. jedoch zu einer verbesserten Anpassungsfähigkeit der EVU führen, was dringend geboten ist (vgl. ausführlich dazu 2.1.2).

Bevor wir das **derzeit in den EVU verfolgte Zielsystem** zusammenfassend beurteilen, ist die mangelhafte empirische Absicherung unserer Aussagen festzuhalten[1]. Dieses liegt sicherlich daran, daß in vielen EVU die auf der obersten Ebene verfolgten Ziele nicht explizit benannt werden (vgl. dazu WHITTAKER 1978,S.101). Daher konnten unsere vorstehenden Überlegungen nur auf mehr oder weniger fundierten literarischen Empfehlungen fußen. Dennoch scheint ein relativ stabiles Bild zu dem in einem EVU (implizit) vorhandenen Zielsystem vorzuliegen, indem jedoch nach unserer Auffassung in stärkerem Maße die Schaffung und Erhaltung einer ausreichenden Flexibilität als eigenständige Zielsetzung eingearbeitet werden müßte. Warum dieses der Fall sein sollte, wollen wir im folgenden ausführlich begründen.

2.1.2 Gründe für eine stärkere Beachtung des Flexibilitätsziels in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen und die damit verbundenen Flexibilitätsphänomene

Eine stärkere Beachtung des Flexibilitätsziels in den EVU läßt sich aus

- **rechtlichen,**
- **betriebswirtschaftlichen,**
- **volkswirtschaftlichen** und
- **gesellschaftspolitischen**

Aspekten heraus begründen. Dabei ist eine exakte, überschneidungsfreie Trennung jedoch nicht immer möglich.

Da die verschiedenen Gründe z.T. zu einem unterschiedlichen Flexibilitätsbedarf führen können, wollen wir im folgenden auch auf die in einem EVU benötigte Flexibilität und Möglichkeiten zu einem dementsprechenden Flexibilitätsangebot eingehen.

2.1.2.1 Rechtliche Gründe

Die rechtlichen Gründe für die Existenz des Flexibilitätsziels in einem EVU haben ihren Ursprung in der gesetzlichen Anschluß- und Versorgungspflicht. "Denn bei einer nicht ordnungsgemäßen Durchführung der Versorgungsaufgabe kann der Betrieb nach §§ 8f. EnerG ganz

---

[1] Ausnahmen bilden die Arbeiten von BOZEM (1982,S.137f.), dessen Ergebnisse hier aber aufgrund jeder fehlenden theoretischen Begründung und Nachvollziehbarkeit nicht weiter referiert werden sollen, und MAHER (1977,S.147ff.), die sich jedoch auf die Werte bezieht, welche die Manager von EVU besitzen, und damit nur indirekt Rückschlüsse auf das Zielsystem eines EVU erlaubt.

oder teilweise untersagt werden (RGBL,1935,S.1453f.)" (PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.563). Als Konsequenz hieraus ergibt sich ein **gesetzlicher Zwang der EVU zur Anpassung.** Da sich nämlich die Versorgungsaufgabe ständig verändern kann, ist ein EVU quasi gesetzlich dazu gezwungen, sich an diese Veränderungen anzupassen, um jederzeit eine ordnungsgemäße Durchführung seiner Versorgungsaufgabe zu gewährleisten.

Die **ordnungsgemäße Durchführung der Versorgungsaufgabe** ist insbesondere gewährleistet, wenn für ein EVU die Möglichkeit besteht,

- "jedermann" im zu versorgenden Gebiet an das Versorgungsnetz anschließen zu können und mit Strom zu versorgen sowie
- Stromerzeugungskapazitäten in dem Umfang bereitzustellen, daß jederzeit eine vollständige bzw. ausreichende Stromversorgung gesichert ist.

Dieses allgemeine Versorgungsziel eines EVU wird zum Gegenstand des Flexibilitätsziels, wenn zusätzlich beachtet wird, daß sich die Versorgungsaufgabe verändern kann. Damit sind in erster Linie das Versorgungsnetz sowie die Stromerzeugungskapazitäten unter rechtlichen Aspekten **Objekte des Flexibilitätsziels** eines EVU.

Die **flexible Gestaltung des Versorgungsnetzes** beinhaltet die Möglichkeit, das Versorgungsnetz an eine geänderte Kundenstruktur anpassen zu können. Hierunter sind vor allem die Möglichkeiten zu subsumieren:

- neu hinzukommende Kunden an das Versorgungsnetz anzuschließen,
- Teile des Versorgungsnetzes stillzulegen,
- die Anschlußspannung bei vorhandenen Kunden zu ändern[1].

Da es sich hierbei um rein technische Fragen handelt (vgl. hierzu z.B. SAUER/ZEISE 1982,S.106ff.), wollen wir diesen Teilaspekt des Flexibilitätsziels eines EVU nicht weiter vertiefen.

Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist das zweite der o.g. Zielobjekte, **die Stromerzeugungskapazitäten**, relevanter. Um seinem Versorgungsziel nachkommen zu können, muß sich ein EVU ständig an die quantitativen Stromverbrauchsänderungen anpassen (vgl. dazu auch BELLMANN 1975,S.7). Ein EVU wird damit in erster Linie mit einem Bedarf nach **operativer Flexibilität** konfrontiert. Dieser resultiert aus mengenmäßigen Nachfrageveränderungen, die sowohl bei einer kurzfristigen als auch einer langfristigen Betrachtung auftreten können. Damit wird sowohl **lang-** als auch **kurzfristige Flexibilität** bzgl. der Stromerzeugungskapazitäten in einem EVU benötigt.

Unabhängig vom zeitlichen Bezug ist für die Bereitstellung einer adäquaten Flexibilität in diesem Zusammenhang die technische Besonder-

---

[1] Vgl. hierzu etwa auch das Beispiel bei MASSÉ (1968,S.450) zu der konvertiblen Installation eines französischen Fernstromnetzes. Vgl. ferner hierzu MAYR 1980,S.12.

heit einer **fehlenden Speicherbarkeit**[1] elektrischer Energie hervorzu heben (vgl. dazu z.B. auch BELLMANN 1975,S.7; PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.563). Diese "... erfordert die Gleichzeitigkeit von Energieerzeugung und -verbrauch" (PFOHL/WÜBBENHORST 1982, S.563). Langfristig ergibt sich hieraus die Konsequenz, die Erzeugungskapazitäten am maximal zu erwartenden Stromverbrauch auszurichten, kurzfristig gesehen muß dagegen gefordert werden, die Stromerzeugungskapazitäten technisch so zu gestalten, daß eine jederzeitige, problemlose Anpassung der Stromerzeugung an den jeweils auftretenden Stromverbrauch vorgenommen werden kann.

Zudem bedeutet die fehlende Speicherbarkeit von Elektrizität eine **objektbedingte Inflexibilität** für die EVU (vgl. dazu auch MÖNIG 1975,S.27). Denn insbesondere besteht für ein EVU aufgrund der fehlenden Speicherbarkeit von Elektrizität keine Möglichkeit, sich an mengenmäßige Nachfrageschwankungen durch eine Lagerhaltung anzupassen[2]. Damit muß zur Schaffung und Erhaltung der in einem EVU benötigten Flexibilität in stärkerem Maße auf andere Flexibilitätsarten zurückgegriffen werden[3].

Bei einer **langfristigen** Sichtweise wird besonders deutlich, daß das Flexibilitätsziel im Zusammenhang mit den Stromerzeugungskapazitäten einen rechtlichen Ursprung besitzt. Grundsätzlich geht es in diesem Zusammenhang darum, daß vom EVU versucht wird, fortlaufend die verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten und den auftretenden Strombedarf zur Übereinstimmung zu bringen. Häufig wird hieraus ein Investitionszwang (vgl. HERRHAUSEN 1967,S.242), eine mittelbare Investitionspflicht (vgl. BÜDENBENDER 1982, S.342ff.) oder eine gesetzlich vorgeschriebene Investitionspflicht (vgl. PFOHL/WÜBBENHORST 1982,S.563) der EVU abgeleitet (vgl. dazu auch EVERS 1983,S.70ff.). Diese u.E. zu einseitige Betrachtung resultiert aus der Tatsache, daß der Strombedarf nach dem Krieg - zunächst sehr stark - kontinuierlich anstieg. Aufgrund dieser Entwicklung und der umfassenden Anschluß- und Versorgungspflicht nach §§ 22, 26 Abs.2, 103 Abs. 5-7 GWB wurde abgeleitet, daß ein EVU zur Wahrnehmung seiner Versorgungspflicht, ständig die erforderlichen Investitionen vorzunehmen hat, um die zur Deckung des steigenden Strombedarfs benötigten Energieanlagen zur Verfügung zu haben (vgl. dazu BÜDENBENDER 1982,S.343).

---

[1] Zumindest nicht in solchen Mengen, welche die Versorgungsaufgabe der EVU grundlegend verändern. Vgl. hierzu aber auch SAUER/ZEISE 1982,S.244ff. und die dort genannten Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie.

[2] Neben der fehlenden Speicherbarkeit führen die Leitungsgebundenheit sowie der Zwang, Elektrizität nur mit bestimmten Geräten verbrauchen zu können (vgl. dazu z.B. KÜSTER 1974,S.33f.), zu einer objektbedingten Inflexibilität der Elektrizität.

[3] Da die objektbedingte (In-) Flexibilität einen Teil derjenigen Flexibilität betrifft, die in den Aktionselementen begründet ist (vgl. dazu 1.3.3), muß ein Ausgleich dieser objektbedingten Inflexibilität insbesondere über die personelle und die technische Flexibilität, also etwa mittles der Managementtechniken, wie z.B. Prognosemodellen, erfolgen.

Diese **Investitionspflicht** deckt aber nur den ersten Teil des energiewirtschaftlichen Leitsatzes nach Sicherheit und Billigkeit der Versorgung ab: Nimmt ein EVU die erforderlichen Investitionen vor, so ist die Sicherheit der Versorgung in hohem Maße gewährleistet[1]. Wird jedoch aus der Investitionspflicht heraus soviel investiert, daß Überkapazitäten entstehen, so ist die Billigkeit der Versorgung gefährdet. Wenn der Strombedarf sinkt oder eine Bedarfssteigerung in geringerem Ausmaß eintritt als früher angenommen wurde, ist daher auch ein Abbau von Stromerzeugungskapazitäten zu erwägen bzw. sind geplante Investitionen zurückzustellen. Wir wollen deshalb in diesem Zusammenhang von einer **gesetzlichen Anpassungspflicht** der EVU sprechen.

Der **gesetzlichen Anpassungspflicht** der EVU im Hinblick auf ihre **Stromerzeugungskapazitäten** kann durch verschiedene Maßnahmen entsprochen werden. Zunächst muß generell versucht werden, die Planung der Stromerzeugungskapazitäten an dem prognostizierten Stromverbrauch auszurichten. Da die Anpassung an den Strombedarf nur stufenweise mit der Inbetriebnahme neuer bzw. der Abschaltung alter Kraftwerke erfolgen kann (vgl. dazu auch BELLMANN 1975, S.7), ergibt sich der in Abbildung 2.1-2 visualisierte Zusammenhang.

Aus den in den beiden Kurven inhärenten Unsicherheiten ergeben sich neben dem generellen Versuch, die geplanten Kapazitäten an den prognostizierten Stromverbrauch möglichst exakt anzupassen, weitere Anforderungen an ein EVU, um der gesetzlichen Anpassungspflicht hinsichtlich der verfügbaren Stromerzeugungskapazitäten zu entsprechen. Entwickelt sich der Strombedarf abweichend von dem in der Abb.2.1-2 dargestellten Verlauf, so muß das EVU in der Lage sein, die verfügbaren Kapazitäten entsprechend anzupassen. Nur dann kann dem energiewirtschaftlichen Leitsatz der Sicherheit und Billigkeit der Versorgung entsprochen werden. Dabei führen die langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten für Kraftwerke auf der einen Seite und die hohe Unsicherheit über die zukünftigen Stromverbräuche auf der anderen Seite dazu, daß in diesem Zusammenhang unbedingt **Flexibilität** benötigt wird. Als mögliche **Ansatzpunkte** hierzu wären beispielsweise zu nennen:

- Implementierung einer **Alternativplanung**, mit deren Hilfe die Zeit zwischen Erkennbarwerden eines Bedarfs zur Inbetriebnahme eines Kraftwerks und dessen tatsächlicher Inbetriebnahme verkürzt werden kann.
- Aufstellung von **Eventualplänen**, mit deren Hilfe ebenfalls die Reaktionszeit verkürzt werden kann (vgl. dazu auch YAMAYEE/HAKIM-MASHHADI 1984,S.1990ff.).
- Bereitstellung einer ausreichenden **Varietät bei der Planung von Kraftwerken**. D.h. die Leistungsbreite später in Betrieb zu nehmender Kraftwerke ist in der Planungsphase noch relativ groß, die

---

[1] Die Sicherheit der Versorgung hängt neben diesen quantitativen Überlegungen vor allem noch von qualitativen Aspekten, wie der Art der Kraftwerke ab. Hierbei spielt dann z.B. die Frage nach der Zuverlässigkeit einer technischen Lösung oder die Verfügbarkeit der eingesetzten Brennstoffe eine Rolle bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit. Vgl. ferner hierzu RUHLAND 1987,S.34ff.

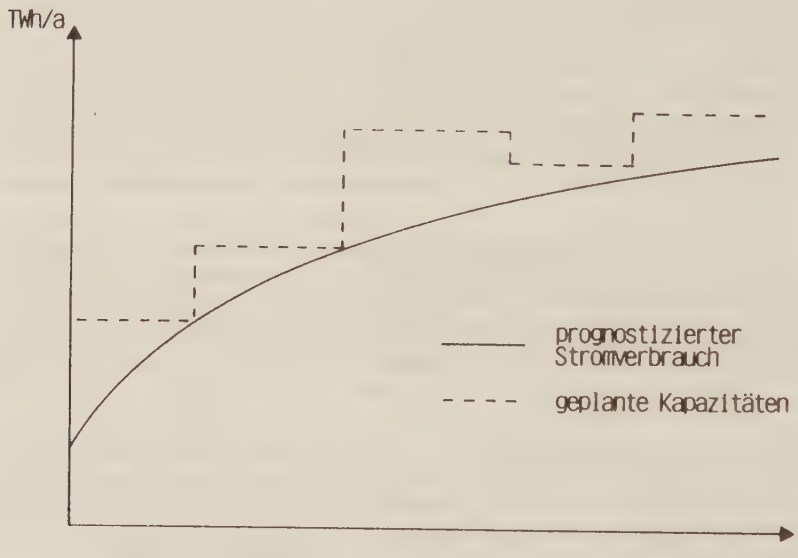


Abb.2.1-2: Stufenweise Anpassung der Elektrizitätserzeugung an den Elektrizitätsbedarf (Quelle: analog zu BELLMANN 1975,S.7

endgültige Leistungsfähigkeit des Kraftwerkes wird erst zu einem möglichst späten Zeitpunkt festgelegt.

- Bereitstellung einer ausreichenden **Varietät beim Aufbau des Kraftwerksparks**. Dieses beinhaltet die Forderung, daß ein Kraftwerk bei isolierter Betrachtung in seinem Betriebsbereich eine möglichst große Bandbreite aufweist sowie bei integrierter Betrachtung die Fähigkeit aller Kraftwerke zusammen, an möglichst viele Stromverbrauchsentwicklungen angepaßt werden zu können.
- Gewährleistung der **Revidierbarkeit von Entscheidungen**. D.h. solche Alternativen in der Kraftwerksplanung vermeiden, die fast zwangsläufig auf lange Sicht die weitere Entwicklung festlegen; "die Nutzung der Kerntechnologie könnte einen solchen Tatbestand erfüllen ... ,(denn) sind erst einmal zahlreiche Kernkraftwerke mit den dazugehörigen Anlagen zur Brennelementfertigung, zur Zwischenlagerung, zur Wiederaufbereitung und zur Endlagerung der radioaktiven Abfälle in Betrieb ... , dann wird es kein Zurück geben" (BAUER-SCHMIDT 1985,S.217).
- **Förderung der Anpassungsbereitschaft** bei den Managern und den Mitarbeitern in dem Sinne, daß deutlich gemacht wird, daß etwa die Korrektur früherer Entscheidungen kein Zeichen von Schwäche ist, sondern Ausdruck größter betriebswirtschaftlicher Notwendigkeit und damit etwas Positives.

Die Bereitstellung von Flexibilität bei der Planung und dem Aufbau des Kraftwerksparks könnte u.E. erheblich dazu beitragen, daß ein EVU seiner Versorgungspflicht sowohl **sicher** als auch **billig** nachkommt.

Die bisher in den EVU und dem überwiegenden Teil der Literatur vorzufindende Auffassung, die EVU sind hinsichtlich des Investitionsumfanges gehalten, sich an den oberen Grenzen der realistischen Bandbreite zu orientieren (vgl. dazu z.B. BÜDENBENDER 1982, S.344), wirkt sich dagegen nur auf die Sicherheit der Versorgung positiv aus. Die zur Begründung dieser Position einseitig vorgenommene Argumentation wollen wir noch kurz verdeutlichen. So führt BÜDENBENDER (1982,S.344) aus:

> "Setzt das EVU ... die Steigerungsraten im Energieverbrauch geringer an, als sie später tatsächlich eintreten, führt dies zu einer Unterversorgung, mit allen negativen Konsequenzen, die diese in einer auf gesicherte Energieversorgung angewiesenen hochtechnisierten Gesellschaft mit sich bringt. Bleibt die Energienachfrage hingegen hinter dem Wert zurück, der für die Investitionstätigkeit zugrunde gelegt wurde, besteht die Möglichkeit einer raschen und flexiblen Anpassung, indem geplante Folgeinvestitionen zeitlich hinausgezögert werden und/oder ältere Energieanlagen ggf. früher außer Betrieb genommen werden, als es ursprünglich geplant war."

Diese Argumentation betrachtet nach unserer Auffassung jedoch nur eine Seite der Gesamtproblematik, wie sich leicht zeigen läßt. So müßte entsprechend argumentiert werden:

> Setzt das EVU die Steigerungsraten im Energieverbrauch höher an, als sie später tatsächlich eintreten, führt dieses zu Überkapazitäten und damit zu unnötig hohen Strompreisen, mit allen negativen Konsequenzen, die diese in einer auf billige Energieversorgung angewiesenen hochtechnisierten Gesellschaft mit sich bringt. Steigt die Energienachfrage hingegen über den Wert hinaus, der für die Investitionstätigkeit zugrunde gelegt wurde, besteht die Möglichkeit einer raschen und flexiblen Anpassung, indem geplante Folgeinvestitionen zeitlich vorangezogen werden und/oder ältere Energieanlagen ggf. später außer Betrieb genommen werden, als es ursprünglich geplant war.

Damit wird noch einmal offensichtlich, daß für die EVU eine gesetzliche Anpassungspflicht hinsichtlich ihrer Stromerzeugungskapazitäten besteht und keine reine Investitionspflicht.

Zur Entsprechung dieser **Anpassungspflicht** stehen den EVU zahlreiche **Ansatzpunkte** zur Planung (von Flexibilität) und zum (flexiblen) Aufbau eines Kraftwerksparks zur Verfügung. Insbesondere ist dabei jedoch zu fordern, daß sich der Ausbau der Kraftwerkskapazitäten weniger an den oberen Grenzen der realistischen Bandbreiten zu orientieren hat, sondern am mittleren, wahrscheinlichsten Bereich dieser Bandbreiten, wobei jedoch unbedingt die Möglichkeiten einer höheren und niedrigeren Steigerungsrate im Rahmen einer Planung von Flexibilität einzukalkulieren sind.

Der Aufbau eines (flexiblen) Kraftwerksparks betrifft insgesamt "da wohl wichtigste Strukturproblem der deutschen Elektrizitätsversorgung..." (GRÖNER 1983,S.145). Dabei ist die Höhe des zukünftig zu erwartenden Stromverbrauchs jedoch nur eine Einflußgröße, die die Struktur des Kraftwerksparks bestimmt. Ebenso wichtig wie die Höhe des Stromverbrauchs ist dessen zeitliche Verteilung, welche als sto chastisch, sehr stark schwankend charakterisiert werden kann. Dies führt zum **kurzfristigen Flexibilitätsbedarf eines EVU** im Zusammenhang mit seinen Stromerzeugungskapazitäten.

Bei einer kurzfristigen Sichtweise ergibt sich für ein EVU die Notwendigkeit, die **vorhandenen Stromerzeugungskapazitäten** derart aufzu bauen, daß jederzeit eine Anpassung an die stark schwankende Stromnachfrage erfolgen kann. So muß ein EVU aus seiner gesetzlichen Ver sorgungspflicht heraus auch relativ kurzfristig in der Lage sein, Kraftwerke abzuschalten bzw. Kraftwerke hochzufahren. Die wichtigsten Ansatzpunkte für ein EVU, seiner (kurzfristigen) gesetzlichen Anpassungspflicht nachkommen zu können sind:

- Installation einer **zentralen Lastwarte**, welche ständig den Stromverbrauch für den nächsten Zeitraum prognostiziert, überwacht und darauf aufbauend den gesamten Kraftwerkseinsatz steuert.
- Aufbau eines **Kraftwerksparks**, der den **Belastungscharakteristika** des EVU möglichst genau entspricht, d.h. etwa, daß zur Deckung kurz anhaltender, extremer Lastspitzen Kraftwerke geplant und gebaut werden, "...die eine sehr schnelle Hochfahrzeit aufweisen, also Pumpspeicher- und Gasturbinenanlagen" (HEUCK/DETTMANN 1984, S.36).

Da es sich in beiden Fällen in erster Linie um technische Fragen handelt, wollen wir den aus rechtlichen Gründen notwendigen, kurzfristigen Flexibilitätsbedarf eines EVU nicht weiter vertiefen (vgl. dazu z.B. DOTZENRATH 1977).

2.1.2.2 Betriebswirtschaftliche Gründe

Da es sich bei den EVU lediglich um öffentlich gebundene Unternehmungen handelt, die sich zum großen Teil im Besitz bzw. im Mitbesitz privater Hände befinden, ist ein EVU auch aus betriebswirtschaftlichen Gründen heraus zur Anpassung gezwungen. Im wesentlichen existieren zwei Gründe, die für eine stärkere Beachtung des Flexibilitätsziels in einem EVU sprechen:

(1) Ein EVU (muß) kann einen angemessenen Gewinn erwirtschaften;
(2) Eine mangelhafte Anpassungsfähigkeit kann die Überlebensfähigkeit eines EVU gefährden, indem aktuelle oder potentielle Kunden auf andere Energieträger oder andere Versorgungsgebiete überwechseln oder ausweichen.

ad (1):
Die **Notwendigkeit zur Erwirtschaftung eines angemessenen Gewinns** erklärt sich vor allem aus der Kapitalintensität der Elektrizitätsversorgung (vgl. dazu z.B. KOBARG 1973,S.44ff.; HASS/MITCHELL/STONE 1974,S.51ff.; BELLMANN 1975,S.7; SULLIVAN 1977,S.4ff.; SOLLING 1981, S.74ff.; ENGELHARDT/GÜNTER 1981,S.242; LOVINS/LOVINS 1982,S.155ff.).

Nur wenn den Investoren eine ausreichende Kapitalverzinsung angeboten werden kann, sind diese bereit, das notwendige Kapital für die von seiten der EVU vorzunehmenden hohen Investitionsaufwendungen bereitzustellen. Ein EVU, das über eine höhere Flexibilität verfügt, als ein anderes EVU, wird ex definitione einen höheren Gewinn erzielen und damit eher das benötigte Kapital erhalten. Der in diesem Zusammenhang benötigte Flexibilitätsbedarf umspannt dabei das gesamte Spektrum der eingangs erörterten Flexibilitätsarten (vgl.dazu 1.3.3).

Den gewinnsteigernden Einfluß von Flexibilität wollen wir im folgenden kurz am **Beispiel** des **Aufbaus des Kraftwerksparks** exemplifizieren.

Die in der Elektrizitätswirtschaft auftretenden Verbrauchsschwankungen werden üblicherweise mit Hilfe der **Benutzungsdauer** erfaßt. Diese ist definiert als (vgl. dazu z.B. BRINKMANN 1980,S.73; PINSKE 1981, S.12f.):

$$\text{Benutzungsdauer [h]} = \frac{\text{verbrauchte Arbeit [kWh]}}{\text{Leistungsspitze [kW]}}$$

dabei bezeichnet:
- die Arbeit die insgesamt während des betrachteten Zeitraumes verbrauchte Menge an Elektrizität und
- die Leistungsspitze den in diesem Zeitraum während eines Zeitpunktes höchsten Bedarf an Elektrizität.

Da Strom kein lagerfähiges Gut ist, können die vorhandenen Kraftwerkskapazitäten zwangsläufig nicht voll ausgenutzt werden. Der Auslastungsgrad der Kraftwerke wird ebenfalls mit Hilfe der Benutzungsdauer ausgedrückt. Dabei gilt jetzt modifizierend:

$$\text{Benutzungsdauer [h]} = \frac{\text{erzeugte Arbeit [kWh]}}{\text{Leistungsspitze [kW]}}$$

Diese Benutzungsdauer hat erheblichen Einfluß auf die Gesamtkosten der Stromerzeugung.

In Abhängigkeit von der in unterschiedlichen Kraftwerken verwendeten Technologie variiert der Einfluß der Benutzungsdauer auf die Stromerzeugungskosten in nicht unerheblichem Umfang. Hieraus ergibt sich für ein EVU das (betriebswirtschaftliche) **Optimierungsproblem**, einen Kraftwerkspark aufzubauen, welcher unter Ausnutzung des unterschiedlichen Einflusses der Benutzungsdauer auf die Stromerzeugungskosten bei verschiedenen Kraftwerkstypen zu minimalen Stromerzeugungskosten führt[1].

Zur Vereinfachung dieses Optimierungsproblems "...hat es sich eingebürgert, die Kraftwerke in drei Typenklassen einzuteilen, und zwar je nachdem, ob sich Technologie und Kostenlage besser für eine hohe,

---

[1] Vgl. dazu z.B. auch die Beiträge in LEV et al. 1984,S.53ff.

eine mittlere oder eine niedrige Benutzungsdauer eignen" (GRÖNER 1983,S.145). Hieraus resultiert die übliche Aufteilung in **Grundlast-**, **Mittellast-** und **Spitzenlastkraftwerke**. Entscheidend für diese Aufteilung ist der Verlauf der Jahresleistungsdauerlinie (vgl. dazu z.B. PINSKE 1981,S.10ff.), welche die im Laufe eines Jahres auftretende Stromnachfrage bzw. Stromerzeugung wiedergibt (vgl. auch Abb. 2.1-3). Zur Optimierung des Kraftwerksparkaufbaus müssen nun die Bereiche bestimmt werden, in denen ein bestimmtes Kraftwerk (bestimmter Kraftwerkstyp) eingesetzt werden soll. Dieses geschieht unter betriebswirtschaftlichen Überlegungen zweckmäßigerweise mit Hilfe der Stromerzeugungskosten (vgl. dazu Abb. 2.1-3).

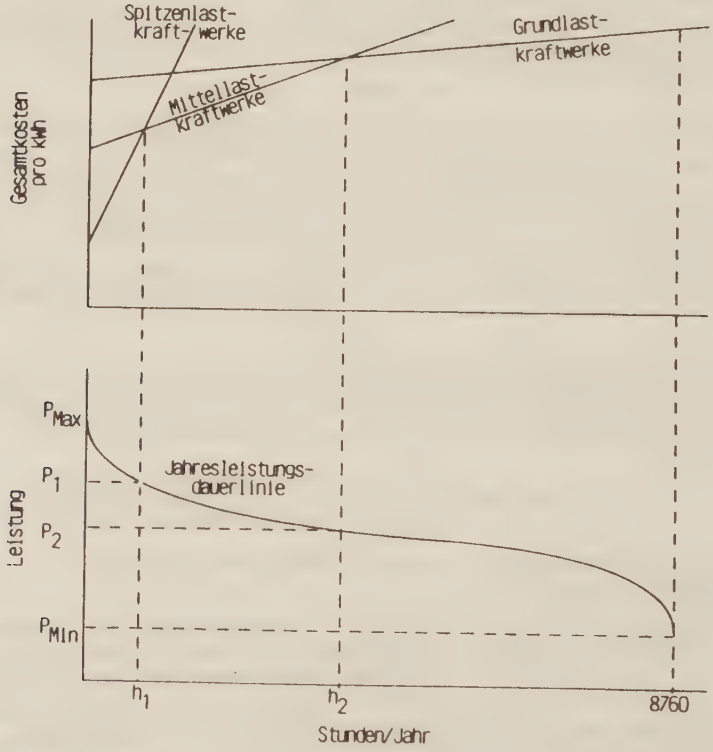


Abb.2.1-3: Kraftwerkseinsatz und Lastbereiche (Quelle: analog zu GRÖNER 1983,S.146)

Um zu **minimalen Stromerzeugungskosten** zu gelangen, sind bei einer nachgefragten Leistung, die sich zwischen P_{Min} und P_2 bewegt, ausschließlich Grundlastkraftwerke einzusetzen. Bei einer verlangten Leistung, die sich zwischen P_2 und P_1 bewegt, sind zusätzlich die

Mittellastkraftwerke einzusetzen. Die Spitzenlastkraftwerke dienen schließlich dazu, bei einer nachgefragten Leistung, die oberhalb von P_1 liegt, eingesetzt zu werden.

Aus diesen Ausführungen wird bereits deutlich, daß ein EVU, das seinen Kraftwerksparkaufbau lediglich auf eine Leistung ausgerichtet hat, mit höheren Stromerzeugungskosten arbeiten muß, als ein EVU, das einen **flexiblen, an die Benutzungsstruktur angepaßten Kraftwerkspark** aufgebaut hat. Letzteres arbeitet kostengünstiger und wird damit bei gegebenem Preis einen höheren Gewinn erwirtschaften.

Noch deutlicher wird die Forderung nach einem flexiblen Kraftwerkspark, wenn beachtet wird, daß sich die in der Abbildung 2.1-3 dargestellten Zusammenhänge im Laufe der Zeit verändern können. So kann die Jahresleistungsdauerlinie aufgrund einer veränderten Kundenstruktur, eines veränderten Verbrauchsverhaltens u.a.m. einen neuen Verlauf annehmen. Oder aufgrund von Preisvariationen verändert sich der Kostenverlauf für einen bestimmten Kraftwerkstyp. Ein EVU, das beispielsweise zu Beginn der siebziger Jahre ausschließlich ölbefeuerte Kraftwerke im Mittel- und Spitzenbereich einsetzte, wurde mit einer Kostenexplosion aufgrund des Ölpreisschocks von 1973 konfrontiert. Bestand dagegen die Möglichkeit, die betreffenden Kraftwerke auf andere Energieträger umzustellen oder auf andere Kraftwerke auszuweichen, so konnte der Ölpreisanstieg aufgrund eines flexiblen Kraftwerksparks zumindest teilweise aufgefangen werden.

Flexibilität muß jedoch nicht nur für die Struktur des Kraftwerksparks gefordert werden, wie dies beispielhaft in den vorangegangenen Ausführungen geschah. Auch in allen anderen Bereichen kann eine erhöhte **Flexibilität** als (mögliche) **Gewinnquelle** angesehen werden.

ad (2):
Der zweite (betriebswirtschaftliche) Grund, der für eine stärkere Beachtung des Flexibilitätsziels in einem EVU spricht, entspringt der Tatsache, daß die **Elektrizitätswirtschaft** trotz einer **Monopolstellung** im **"Wettbewerb"** zu anderen Unternehmungen steht[1] (vgl. dazu insbesondere KOBARG 1973; WEISE 1987,S.9ff.). Um dieses zu verdeutlichen, wird kurz die bestehende Ordnung in der Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik[2] skizziert.

Die Elektrizitätswirtschaft ist in der Bundesrepublik von den **Bestimmungen des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen** (GWB) weitgehend befreit (vgl. z.B. EICKHOF 1986,S.108). Insbesondere wird ihr im § 103 GWB zugebilligt, den Elektrizitätsmarkt "... durch Konzessions-, Demarkations- und Verbundverträge zu organisieren und damit den Wettbewerb weitestgehend auszuschliessen" (GRÖNER 1979,S.112).

---

[1] Zu dem in diesem Zusammenhang häufig verwendeten Begriff des "Monopolgrades" vgl. insbesondere RÖPER 1972.

[2] Zur Ordnung und zur Struktur der Elektrizitätswirtschaft in den USA, welche ähnlich aufgebaut ist - aufgrund der Regulierungsökonomie jedoch nicht gänzlich mit der deutschen Elektrizitätswirtschaft zu vergleichen ist -, vgl. z.B. VOGELSANG 1979, S.25ff.; VOLLMER 1981,S.671ff.; TRENKLER 1984,S.105ff.

Die **Konzessionsverträge** werden zwischen den EVU und den Kommunen (Städten, Gemeinden, Kreisen) abgeschlossen. Ihr wesentlicher Inhalt "...ist die Einräumung der für die öffentliche Energieversorgung notwendigen Leitungsverlegerechte (Wegerechte) zur Errichtung und Unterhaltung der Energieleitungen in bzw. über öffentlichen Straßen, Wegen und Plätzen" (BÜDENBENDER 1982,S.190). Die Konzessionsverträge legen damit fest, welches EVU mit der Durchführung der Versorgung in einem bestimmten Gebiet beauftragt wird (vgl. dazu auch EVERS 1983,S.176ff; PÖHLMANN 1984,S.8).

Damit in einem Gebiet nur ein Vertragspartner in einer bestimmten Energieversorgungsart tätig wird, werden zusätzlich unter den EVU und zwischen den EVU und den Gebietskörperschaften **Demarkationsverträge** abgeschlossen[1] (vgl. dazu BÜDENBENDER 1982,S.219; EVERS 1983,S.190). Diese, auf § 103 Abs.1 Nr.1 GWB beruhenden Verträge grenzen somit die jeweiligen Versorgungsgebiete gegeneinander ab. Sie führen damit zu einem regionalen Wettbewerbsausschluß, der sich auf das jeweilige Versorgungsgebiet eines EVU erstreckt (vgl. dazu auch PÖHLMANN 1984,S.7.).

Schließlich erfolgt im Rahmen der **Verbundverträge** eine überregionale Wettbewerbsbeschränkung, indem es den EVU nach § 103 Abs. 1 Nr.4 GWB erlaubt ist, von §§ 1,15,18 GWB abzuweichen und Verträge zu einem gemeinsamen Zweck abzuschließen (vgl. dazu BÜDENBENDER 1982,S.230). Inhalt der Verbundverträge ist vor allem die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten im Rahmen einer Reservevorhaltung, die Bereitstellung von Leistungen für Transportzwecke u.a.m.

Trotz dieser offensichtlich gegebenen Möglichkeit zum Wettbewerbsausschluß in der Elektrizitätswirtschaft, ist ein EVU dem **"Wettbewerb" mit anderen Unternehmungen** ausgesetzt, wie wir im folgenden zeigen werden. Erstens besteht eine Konkurrenz zu anderen EVU, zweitens Wettbewerb mit den Unternehmungen anderer Bereiche des gesamten Energiemarktes und drittens Wettbewerb mit Unternehmungen, die über Eigenerzeugungsanlagen verfügen (vgl. dazu z.B. SOLLING 1981,S.23).

Da der Wettbewerb zwischen verschiedenen EVU aufgrund der Demarkationsverträge regional ausgeschlossen ist[2], kann nur **überregional** eine **Wettbewerbssituation zwischen den EVU** existieren[3]. Diese ergibt sich

---

[1] Zu den verschiedenen Arten von Demarkationsverträgen vgl. z.B. HAHN 1972,S.23ff.

[2] Dabei sind die Konzessions- und Demarkationsverträge zeitlich begrenzt, so daß auch hier eine Wettbewerbssituation entstehen kann. Diese zeigt sich z.B. sehr deutlich in der augenblicklichen Situation der Elektrizitätswirtschaft, wonach im Jahre 1995 zahlreiche Konzessionsverträge auslaufen. Aus diesem Grund sind viele EVU daran interessiert, bis 1995 möglichst günstige Strompreise anzubieten, um bei der Neuaufteilung des Elektrizitätsmarktes eine besonders gute Ausgangsposition zu besitzen (vgl. dazu z.B. RADZIO 1987, S.11).

[3] Dieser könnte in nächster Zukunft sogar international werden, wenn der für die EG angestrebte Binnenmarkt auch für den Energiebereich realisiert wird, und ein "freier EG-Stromhandel" (o.V. 1987, S.9ff) entsteht.

aus den unterschiedlichen Strompreisniveaus, mit denen die verschiedenen EVU in ihrem jeweiligen Versorgungsgebiet agieren (vgl. dazu z.B. BAUER 1982,S.652ff. und die dort genannte Literatur). Auch wenn der Großteil der Kunden eines EVU kaum die Möglichkeit besitzt, auf das Versorgungsgebiet eines anderen EVU auszuweichen, falls dort ein niedrigeres Strompreisniveau zu beobachten ist, so spielt diese Frage doch insbesondere bei der Neuansiedlung bzw. der Standortplanung von Industrieunternehmungen eine große Rolle[1]. Daneben besteht aber auch auf dem Wege der sog. "Durchleitung" die Möglichkeit, in existierenden Strukturen auf andere EVU auszuweichen, was aufgrund der hohen Transportkosten der Elektrizität jedoch auf benachbarte oder auf das vorliegende EVU beschränkt ist (vgl. SOLLING 1981,S.23).

Da derartige Überlegungen vor allem bei Unternehmungen angestellt werden, die aufgrund einer stromintensiven Produktion und/oder aufgrund ihrer Größe einen relativ hohen Stromverbrauch aufweisen, würde sich ein EVU langfristig seiner Existenzgrundlage berauben[2], wenn es sich nicht bemüht, ein relativ niedriges Strompreisniveau anzubieten. Unabdingbare Voraussetzung hierfür ist u.E. das Vorhandensein einer ausreichenden Flexibilität in einem EVU[3].

Daß die EVU in einer **Wettbewerbssituation mit anderen Energieträgern**, dem sog. **Substitutionswettbewerb**, stehen, ist unbestritten (vgl. dazu z.B. FELTON 1965,S.3ff.; SOLLING 1981,S.10ff.). Häufig wird sogar in diesem Zusammenhang von einem scharfen und heftigen Wettbewerb gesprochen (vgl. z.B. SOLLING 1971,S.5). Besonders offensichtlich ist dieses für den Fall der Wärmeversorgung, bei der ein Wettbewerb zwischen Koks, Kohle, Stadtgas, Erdgas, Flüssiggas, Öl in seinen verschiedenen Formen, Elektrizität, einer Reihe anderer Brennstoffe von untergeordneter Bedeutung (vgl. SOLLING 1971,S.5) sowie in den letzten Jahren im verstärktem Maße Fernwärme (vgl. dazu z.B. HARIG 1983,S.623) zu beobachten ist. Aber auch in anderen Bereichen, wie der industriellen Kraftanwendung von Elektrizität, besteht die Möglichkeit, anstelle von Elektrizität andere Energieträger einzusetzen (vgl. dazu insbesondere KOBARG 1973,S.88ff.). Allgemein gilt dabei wiederum, daß die Preise für Elektrizität entsprechend gestaltet werden müssen, damit sich die Elektrizität in diesem Wettbewerb durchsetzen kann (vgl. dazu auch SOLLING 1981,S.23). Entsprechend folgt hieraus wieder, daß ein EVU über eine ausreichende Flexibilität verfügen muß.

Auf der anderen Seite **begrenzen** die in der Elektrizitätswirtschaft gegebenen **Wettbewerbsbeschränkungen** den notwendigen **Flexibilitätsbedarf**. So garantieren die Demarkations- und Konzessionsverträge den EVU, daß sie innerhalb fester geographischer Grenzen agieren können, wodurch der Umfang möglicher Umfeldstörungen stark eingegrenzt wird (vgl. dazu auch STOKES 1983,S.167).

---

[1] Vgl. dazu z.B. o.V. 1986b,S.27.

[2] Dieses um so mehr, wenn man sich die regionalen und strukturellen Folgeprobleme fehlender Industrieansiedlungen vor Augen führt.

[3] Zur Begründung dieses Zusammenhangs vgl. u.a. die vorstehenden Ausführungen zur Erwirtschaftung eines angemessenen Gewinns.

Auf den **Wettbewerb mit Eigenerzeugungsanlagen** brauchen wir nicht näher einzugehen, da hier im wesentlichen dieselbe Argumentation wie unter den anderen beiden Wettbewerbsarten anzuführen ist: "wenn die Lieferung der Elektrizität durch die EVU ... diesen Wettbewerb bestehen will, dann müssen ihre Preise entsprechend gestaltet werden ...." (SOLLING 1981,S.12)[1].

2.1.2.3 Volkswirtschaftliche Gründe

Die volkswirtschaftlichen Gründe, die eine stärkere Beachtung des Flexibilitätsziels in einem EVU notwendig erscheinen lassen, können in drei Punkten zusammengefaßt werden. Eine unzureichende Flexibilität der EVU kann dazu führen, daß

(1) der Strombedarf einer Volkswirtschaft nicht gedeckt werden kann, was Produktionsausfälle und gesamtvolkswirtschaftliche Schäden nach sich ziehen kann;
(2) gegenüber anderen Volkswirtschaften Kostennachteile im Hinblick auf den Produktionsfaktor Energie (Elektrizität) auftreten;
(3) eine volkswirtschaftliche Fehlallokation von Kapital eintritt.

ad (1):
Der Zusammenhang zwischen einer **unzureichenden Flexibilität** eines EVU und dem **Eintritt von Produktionsausfällen** in einer Volkswirtschaft ist unter **lang-** und **kurzfristigen** Aspekten zu betrachten.

Unter **langfristigen** Gesichtspunkten ist die enorme Bedeutung der Energie - und damit auch der elektrischen Energie - für die wirtschaftliche Entwicklung einer Volkswirtschaft hervorzuheben[2]. GANSKE (1975,S.497f.) schreibt hierzu pointierend:

> "Unter Energie wird allgemein die Fähigkeit verstanden, Arbeit zu leisten. Das verfügbare Volumen an Energie ist damit für die Existenz und Fortentwicklung einer modernen Industriegesellschaft von ausschlaggebender Bedeutung".

Diese tragende Bedeutung der Energie für eine Volkswirtschaft kommt auch sehr deutlich in dem vielzitierten **Zusammenhang zwischen Primärenergieverbrauch und Bruttosozialprodukt** zum Ausdruck. Angesichts dieses engen Zusammenhanges und der Verfolgung des allgemeinen wirtschaftspolitischen Ziels eines stetigen und angemessenen Wirt-

---

[1] Darüber hinaus ist der Anteil der Kraftwerke in der Industrie mit 13.6% und der Deutschen Bundesbahn mit 1.6% an der gesamten Bruttoerzeugung gegenüber den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung (84.8%) relativ gering (vgl. dazu o.V. 1986a,S.711).

[2] Die synonyme Verwendung von Energie und Elektrizität in diesem Zusammenhang läßt sich ferner damit begründen, daß Meinungsumfragen gezeigt haben, daß Energie häufig mit Strom gleichgesetzt wird (vgl. MAGERL 1979,S.1).

schaftswachstums[1] sind Anpassungsprozesse der EVU aus volkswirtschaftlichen Überlegungen unabdingbar (vgl. dazu auch WINJE 1977, S.5ff.).

Auch die in den vergangenen Jahren verstärkt aufgestellte These einer **Entkopplung** des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum (vgl. dazu z.B. MÜLLER/STOY 1978; BAUERSCHMIDT 1985,S.25; und kritisch SCHMITT/SCHÜRMANN 1978,S.147ff.)[2] ändert nichts daran, daß aus volkswirtschaftlichen Gründen Flexibilität in einem EVU benötigt wird; im Gegenteil: durch eine Entkopplung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum **steigt der notwendige Flexibilitätsbedarf an.** Der aus volkswirtschaftlichen Gründen notwendige Bedarf an Flexibilität kann nicht mehr allein durch Bestimmung des zukünftigen Wirtschaftswachstums ermittelt werden. Ein EVU muß sich an verschiedene wirtschaftliche Entwicklungen **und** an verschiedene damit einhergehende Entwicklungen des Energieverbrauchs anpassen können. Der Flexibilitätsbedarf zur Verhinderung von Produktionsausfällen in der Volkswirtschaft steigt an[3].

Bei einer **kurzfristigen** Betrachtungsweise des Zusammenhangs zwischen der Flexibilität eines EVU und dem Eintritt von Produktionsausfällen in einer Volkswirtschaft steht die **jederzeitige** und ausreichende Versorgung mit Energie (Elektrizität) im Vordergrund. Bricht die Versorgung zu einem Zeitpunkt plötzlich zusammen (Stichwort: "Black-Outs"), drohen der Volkswirtschaft ebenfalls erhebliche Schäden [4,5].

Der zur Verhinderung kurzfristig auftretender Versorgungsengpässe notwendige **Flexibilitätsbedarf** betrifft in erster Linie wieder das Verteilungsnetz und die Stromerzeugungskapazitäten. So sind die verschiedenen grundsätzlichen Netzformen für Verteilungsnetze (vgl. dazu z.B. BRINKMANN 1980,S.53ff.; HEUCK/DETTMANN 1984,S.40ff.) als unterschiedlich flexibel zu bezeichnen. Betrachten wir die drei grundsätzlichen Netzformen - Strahlen-, Ring- und Maschennetz - genauer (vgl. dazu Abb.2.1-4), so wird deutlich, daß bei den verschiedenen Formen die Stromverteilung unterschiedlich starr festgelegt

---

[1] Vgl. Gesetz über die Bildung eines Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung vom 14.8.1963 (BGBL I, 1,S.685).

[2] Vgl. ferner hierzu die Ergebnisse der letzten Shell Szenarien zum Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2000, die sich mit den Schlagworten "Stagnierender Energiebedarf auch bei wachsender Wirtschaft" (LÖW 1985,S.85) kennzeichnen lassen.

[3] Ferner läßt sich bislang eine Entkopplung lediglich für den Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und gesamtem (Primär-) Energieverbrauch nachweisen; für den Zusammenhang zwischen Stromverbrauch und Wirtschaftswachstum ist nach wie vor ein nahezu paralleler Verlauf zu beobachten.

[4] Vgl. dazu etwa die Folgen von Naßschneeniederschlägen in Oberbayern am 23. und 24.April 1980, deren Sachschaden allein auf etwa 20 Mio DM beziffert wurde (vgl. o.V. 1980,S.385).

[5] Vgl. hierzu auch die umfangreiche Literatur aus dem amerikanischen Bereich zum Problem der "Electrical Service Interruption Costs" (BILLINTON/WACKER/WOJCZYNSKI 1983,S.1831ff.).

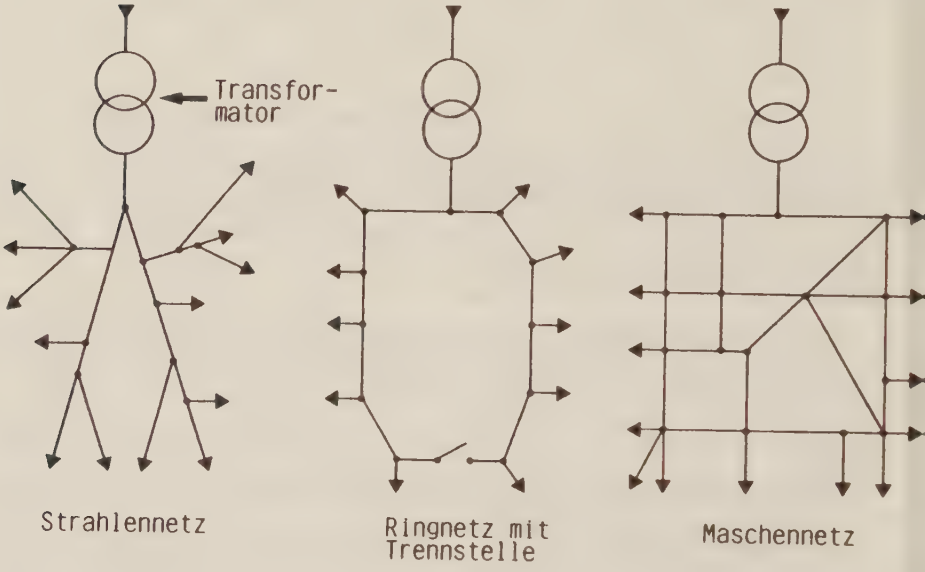


Abb.2.1-4: Grundsätzliche Netzformen für Verteilungsnetze

ist. Während es beim Strahlennetz immer nur einen einzigen Weg zum Abnehmer gibt, stehen im Ringnetz zwei alternative Wege zur Verfügung und beim Maschennetz sogar eine nicht mehr ohne weiteres bestimmbare Anzahl von Wegen. Die Verteilungsnetze sind damit in unterschiedlichem Ausmaß flexibel. Kommt es bei den verschiedenen Formen zu irgendwelchen Störungen, so sind beim Strahlennetz alle Abnehnehmer, die von der Einspeisestelle aus gesehen hinter der Störungsstelle angeschlossen sind, ohne Spannung (vgl. BRINKMANN 1980,S.54). Die flexibleren Lösungen der Ring- und Maschennetze erlauben dagegen eine Anpassung der Stromverteilung an die Störung.

Neben der grundsätzlichen Netzform wird die Flexibilität des Verteilungsnetzes von zahlreichen weiteren (technischen) Parametern determiniert, auf die wir hier nicht näher eingehen wollen.

Beispielhaft sei nur die Möglichkeit erwähnt, daß sich die Flexibilität des Verteilungsnetzes in allen Fällen durch eine **mehrfache Einspeisung** erhöhen ließe.

Ebenfalls wollen wir nicht näher Möglichkeiten zum flexiblen Aufbau der **Stromerzeugungskapazitäten** erörtern, die zur Verhinderung kurzfristig auftretender Versorgungsengpässe dienen sollen. Zum einen handelt es sich hierbei um rein technische Fragen, zum anderen wurde dieser Punkt bereits kurz in anderem Zusammenhang angesprochen (vgl. dazu 2.1.2.1).

ad (2):
Ein weiterer Grund für ein EVU, sich aus volkswirtschaftlichen Gründen an Umweltveränderungen anzupassen, resultiert aus der hohen Bedeutung, die der Produktionsfaktor Energie (Elektrizität) in einer Volkswirtschaft besitzt[1]. Trotz möglicher Substitutionsbeziehungen zwischen den Produktionsfaktoren Energie, Kapital und Arbeit (vgl. dazu z.B. KRIEGSMANN/NEU 1982,S.56ff.) ist die Energie, und damit auch die **Elektrizität**, in vielen Branchen ein **wichtiger Produktions- und Kostenfaktor**. Dieses kommt u.a. auch in der verstärkten Diskussion um ein "Energie-Management in Bürobauten" (BAUMGART 1984, S.353ff.), um "Konzepte zur Energiebewirtschaftung in industriellen Betrieben" (KERN 1984,S.107ff.) oder in einem sog. "Energie-Controlling" (NOSKO 1986,S.190ff.) zum Ausdruck. Unterschiedliche Energie- (Elektrizitäts-) Kosten in verschiedenen Ländern (vgl. dazu z.B. LANG 1985,S.390ff.) haben daher auch erhebliche Auswirkungen auf die (internationale) Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft (vgl. dazu z.B. FRAUNHOFER GESELLSCHAFT 1982; GEBHARDT 1983; BÖKE/HERZWURM 1983,S.546ff.). Mangelnde Flexibilität der EVU - wie sie sich etwa in der Nichtanpassung an eine neue, kostengünstigere (Erzeugungs-) Technologie manifestiert - kann daher erhebliche Wettbewerbsnachteile für eine Volkswirtschaft zur Folge haben.

ad (3):
Schließlich kann eine Nichtanpassung der EVU zu einer **Fehlallokation von Kapital**[2] aus volkswirtschaftlicher Sicht führen. So ist in den letzten Jahren eine sichtbare Änderung des gesamten Energiesystems hin zu einer effizienteren Nutzung von Energie und hin zu regenerierbaren Energien eingetreten. Um jedoch die gesamte Energiewirtschaft an diese Änderungen anpassen zu können (vgl. dazu auch KARL/RAMMNER/SCHOLZ 1982,S.2), wird Kapital benötigt, das z.Zt. noch in anderen Bereichen - z.B. in den Bau großer Kraftwerke - investiert wird (vgl. dazu insbesondere LOVINS/LOVINS 1982,S.153ff.; BAUER-SCHMIDT 1985,S.190ff.; MEYER-ABICH/SCHEFOLD 1986,S.99ff.). Durch eine Anpassung der EVU etwa in der Form, daß sie in geringerem Maße als Kreditnehmer auftreten, dafür verstärkt Kapital für Projekte bereitstellen, die eine effizientere Energienutzung (vgl. dazu insbesondere LUHMANN 1981) und/oder den Einsatz regenerierbarer Energien zum Gegenstand haben (vgl. dazu auch LOVINS/LOVINS 1982,S.159ff.), könnte ein wesentlicher Beitrag zur Verbesserung dieser (volkswirt-

---

[1] Die Energiekosten liegen in nicht wenigen Branchen hinter den Material- und Personalkosten an der dritten Stelle (vgl. z.B. TIEDTKE 1980,S.150).

[2] Teilweise wird sogar von einer Kapitalvernichtung (DEUTSCHE SHELL 1978,S.20) gesprochen (vgl. dazu auch BAUERSCHMIDT 1985,S.35).

schaftlichen) Anpassungsprozesse geleistet werden[1].
LOVINS/LOVINS (1982,S.165) fassen diesen Beitrag anschaulich mit den folgenden Worten zusammen:

> "Just as utilities are changing from vendors of kilowatt-hours to financiers of least-cost energy investment, so other industries will be driven by market factors (or prudent planning) to shift from resource extraction to resource productivity (e.g., in water, soil, and minerals); from an economy of flows to one of stocks ...; and from an economy of means to one of ends. The ... utility business - among our largest, most powerful, and most embattled institutions - can, by adapting its own self-interest, help to guide others toward sustainability."

2.1.2.4 Gesellschaftspolitische Gründe

Die für ein EVU gesellschaftspolitisch begründete Notwendigkeit zur Anpassung (vgl. dazu auch KÜSTER 1974,S.27ff.) kann in erster Linie auf zwei Gründe zurückgeführt werden. Zum einen hängt der **Wohlstand und Komfort**, über den eine Gesellschaft verfügt, in erheblichem Umfang von einer sicheren und ausreichenden Energieversorgung ab. Zum anderen kommt dem **Umweltschutzaspekt** der Energieversorgung erhebliche gesellschaftspolitische Bedeutung zu.

Zahlreiche technische Errungenschaften der letzten Jahrzehnte sind ohne eine sichere und ausreichende Energieversorgung wertlos. Automobil, Fernseher, Gefrierschrank etc., die aus unserer heutigen **Wohlstandsgesellschaft** kaum noch wegzudenken sind, sind einige Beispiele hierfür (vgl. dazu auch STRAHRINGER 1962, S.7ff.). Da jedoch auch dieser Bereich einem ständigen Wandel unterworfen ist - Entwicklung neuer Geräte, Veränderungen an den vorhandenen Geräten, Wertewandel in der Gesellschaft -, muß sich die Energiewirtschaft, und damit die EVU, an die Umweltveränderungen anpassen, um den Wohlstand und Komfort einer Gesellschaft zu sichern (vgl. dazu auch BAUERSCHMIDT 1985,S.85ff.; BÖBEL 1985, S.631ff.).

Das Spektrum der vom Energiebereich verursachten **Umweltbelastungen** ist sehr breit gestreut (vgl. dazu z.B. DOLINSKI/ZIESING 1976, S.244). Inwieweit die Vermeidung bestimmter Umweltbelastungen zur unternehmerischen Zielsetzung eines EVU erhoben werden soll, haben wir an anderer Stelle kurz diskutiert (vgl. dazu 2.1.1). An dieser Stelle interessiert uns lediglich, in welchem Umfang die möglichen Umweltbelastungen einen Flexibilitätsbedarf begründen.

Die möglichen **Umweltbelastungen** des Energiebereichs können aus mehreren Gründen heraus eine **Anpassung der EVU** notwendig erscheinen lassen. In den letzten Jahren war das gestiegene **Umweltbewußtsein** der Bevölkerung der in diesem Zusammenhang wohl wichtigste Grund, aus dem ein Flexibilitätsbedarf bei den EVU resultierte. Trotz

---

[1] Die Energieversorgungsunternehmen, damit auch die EVU, werden in Energiedienstleistungsunternehmen umgewandelt, wie dieses in den USA bereits teilweise erfolgt ist (vgl. BAUERSCHMIDT 1985,S.230f.).

gleichbleibender, teilweise sogar gesunkener Umweltbelastungen (vgl. dazu z.B. MACKENTHUN/MARESKE 1981,S.310) waren die EVU gezwungen - aufgrund des gestiegenen Umweltbewußtseins und des damit gestiegenen öffentlichen Druckes - sich anzupassen, um die Umweltbelastungen weiter zu reduzieren (vgl. dazu z.B. BAUERSCHMIDT 1985,S.233f.). Dieses geschah z.T. aufgrund absehbarer gesetzlicher Verordnungen - Entschwefelungsanlagen bei Kohlekraftwerken (vgl. dazu z.B. KLÄTTE 1985,S.30ff.) -, z.T. auf freiwilliger Basis - "Energiesparen - Ziel der Unternehmenspolitik eines EVU" (CLAUSNIZER 1979,S.792).

2.1.3 Zusammenfassende Beurteilung des Flexibilitätsziels für ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Fassen wir die vorangegangenen Ausführungen zusammen, so läßt sich festhalten, daß der Flexibilität in einem EVU bislang weder in Theorie noch Praxis die ihr gebührende Beachtung gewidmet worden ist, obwohl **für ein EVU zwingende** rechtliche, betriebswirtschaftliche, volkswirtschaftliche und gesellschaftspolitische **Gründe** existieren, **sich anzupassen.** Um diese Anpassungsmaßnahmen vollziehen zu können, ist vom EVU zunächst die dafür notwendige Flexibilität zu schaffen und zu erhalten. Die Schaffung und Erhaltung einer ausreichenden Flexibilität ist damit ein vom EVU unbedingt zu verfolgendes Ziel[1].

Ferner wurde gezeigt, daß das **Flexibilitätsziel in das bestehende Zielsystem der EVU integriert** werden kann[2], da Flexibilität zu den primären Zielen eines EVU in komplementärer Beziehung steht, d.h. die Verfolgung der primären Ziele eines EVU fördert[3].

Dieser Quasi-Ziel-Charakter der Flexibilität steht vor allem in **Konflikt** zu dem Streben der EVU nach **Stabilität.** "As an organization with extremely low adaptability, the electric utility seeks stabilizing forces in its environment" (STOKES 1983,S.166). Als eine derartige stabilisierende Kraft können beispielhaft die für EVU gegebenen Wettbewerbsbeschränkungen angeführt werden.

Restriktiv könnten ferner **allgemeine energie- und wirtschaftspolitische Zielsetzungen** wirken[4], die in hohem Maße unternehmerische Entscheidungen der EVU beeinflussen und dabei häufig eher eine agressive als adaptive Grundausrichtung verfolgen.

Der insgesamt zu schaffende und zu erhaltende **Flexibilitätsbedarf** betrifft **alle** in 1.3.3 diskutierten **Flexibilitätsarten.** Als besonders wichtige Objekte des Flexibilitätsziels in einem EVU sind das Verteilungsnetz und die Stromerzeugungskapazitäten anzusehen. Für

---

[1] Zur allgemeinen Forderung, Flexibilität als separates, grundlegendes Ziel im unternehmerischen Zielsystem stärker zu beachten, vgl. insbesondere KRIJNEN 1979,S.63.

[2] Zur allgemeinen Einordnung des Flexibilitätsziels in das unternehmerische Zielsystem vgl. insbesondere ANSOFF 1965,S.43ff.

[3] Insofern könnte das Flexibilitätsziel für die EVU als Quasi-Ziel im Sinne von SCHMIDT-SUDHOFF (1967,S.94f.) interpretiert werden.

[4] Vgl. dazu auch SCHNEIDER 1984b,S.239ff.

diese beiden Objekte wurden verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Flexibilität in einem EVU aufgezeigt, die sich jedoch in erster Linie auf der technischen Ebene bewegten.

2.2 Der (grundsätzliche) Zusammenhang zwischen einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und der Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Nachdem im vorherigen Kapitel deutlich geworden ist, daß in einem EVU ein Flexibilitätsbedarf besteht, ist im folgenden zu zeigen, welche Bedeutung eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose für die Bereitstellung eines adäquaten Flexibilitätsangebots besitzt. Dazu ist der im Kapitel 1.4 allgemein erörterte Anknüpfungspunkt der Arbeit - der Prognose-Planung-Anpassung Prozeß - für die Untersuchungseinheit der EVU zu präzisieren.

2.2.1 Der Aufbau der Unternehmungsplanung in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Auch wenn "... es kaum möglich ist, die in Unternehmungen implementierten Planungssysteme einer vergleichenden Betrachtung zu unterziehen" (WELGE 1985,S.551), so läßt sich doch generell festhalten, daß sich die Unternehmungsplanung in der Versorgungswirtschaft von der Planung in Unternehmungen anderer Branchen unterscheidet (vgl. BOZEM 1982,S.132); "... planning electricity supply presents quite different problems from those in commercial business" (ROCHE 1978, S.18). Daher muß der **Aufbau der Unternehmungsplanung** verschiedener **EVU**, als Teil der Versorgungswirtschaft, über einen gewissen Grad an Gemeinsamkeit verfügen, den wir im folgenden skizzieren wollen.

Die **Unternehmungsplanung eines EVU** läßt sich zunächst in einen **energie-** und einen **finanzwirtschaftlichen Bereich** unterteilen, zwischen denen jedoch erhebliche **Interdependenzen** bestehen (vgl. dazu insbesondere TRÖSCHER 1977,S.390).

(1) Die energiewirtschaftliche Planung in einem EVU

Gegenstand der **energiewirtschaftlichen Planung** sind vor allem die funktionalen Teilplanungen für den **Absatz-**, den **Beschaffungs-**, den **Investitions-** und den **Produktionsbereich** (vgl. dazu auch TRÖSCHER 1977,S.390).

Gegenstand der **Absatzplanung** ist die Feststellung des in den einzelnen Planungsperioden erwarteten Bedarfs an elektrischer Leistung und elektrischer Arbeit im Versorgungsgebiet des betreffenden EVU (vgl. HARTMANN 1969,S.33). Die damit verknüpften Planungs- und Kontrollprobleme erlangen mit zunehmender Fristigkeit der Planung in steigendem Maße strategischen Charakter, so daß sich eine operativ/tak-

tische und eine strategische Absatzplanung[1] unterscheiden lassen. In der Praxis läßt sich eine strategisch ausgerichtete Absatzplanung bislang jedoch kaum nachweisen[2], obwohl die Forderung - "strategic planning is essential for utilities in today's environment" (GERAGHTY et al. 1984,S.1592) - immer häufiger aufgestellt wird (vgl. dazu JAEDICKE 1981,S.52ff.; SMITH 1982,S.15ff.; GABELE/HIRSCH 1983, S.165ff.; BOZEM 1985,S.1065; 1986,S.42ff.).

Die **Beschaffungsplanung** "... hat die Aufgabe, die Höhe und Beschaffungsweise der bereitzustellenden elektrischen Leistung und Arbeit aufzuzeigen, die erforderlich ist, um den Leistungs- und Arbeitsbedarf zu decken" (HARTMANN 1969,S.34).

Inhalt der Beschaffungsplanung kann zum einen die **elektrische Leistung und Arbeit** selber sein, indem im Rahmen von **Make-or-Buy** Entscheidungen über die Deckung des Leistungs- und Arbeitsbedarfs entschieden wird[3]. Dabei stehen neben eigenen Kraftwerken Partnerkraftwerke, geplante Vertragskäufe und ungeplante Ausgleichsverkäufe zur Verfügung, um den erforderlichen Leistungs- und Arbeitsbedarf zu decken (vgl. TRÖSCHER 1977,S.390; BOZEM 1986, S.72ff.).

Wird der erforderliche Leistungs- und Arbeitsbedarf durch eigene Kraftwerke gedeckt, so muß im Rahmen der Beschaffungsplanung über die **Brennstoffversorgung** entschieden werden (vgl. auch BOZEM 1982, S.140). In diesem Fall umfaßt die Beschaffungsplanung "... die mengen-, wert- und termingemäße Festlegung der Vorratsbestände und des Einkaufsprogrammes der für den betrieblichen Bedarf zukünftiger Perioden benötigten Güter und Dienstleistungen" (WELGE 1985,S.433)[4].

Objekte der **Investitionsplanung** eines EVU (vgl. dazu insbesondere auch MASSÉ 1968,S.179ff. und 418ff.; BOZEM 1986,S.75ff.) sind in erster Linie die zur Stromerzeugung benötigten **Kraftwerke** sowie das **Verteilungsnetz**. Daher wird bei der Investitionsplanung häufig eine

---

[1] Eine nach der Planungsebene differenzierte Betrachtung muß natürlich auch im Zusammenhang mit allen anderen funktionalen Teilplanungen angestellt werden. Da die strategische Ebene jedoch gerade im Absatzbereich besondere Bedeutung besitzt, behandeln wir diese Problematik stellvertretend an dieser Stelle.

[2] Vgl. hierzu etwa SCHMITZ (1979), der sich im Rahmen einer Langfristplanung in der Energiewirtschaft fast ausschließlich mit der Verbesserung von Prognosemethoden beschäftigt, oder WHITTAKER (1978,S.141ff.), der zur Kennzeichnung einer (formalen) strategischen Planung in der Energieversorgung die folgenden Merkmale heranzieht: langfristiger Planungshorizont, der Gebrauch von "Corporate Models", Dezentralisierung der Planung, und den Gebrauch verfeinerter Prognosetechniken ; vgl. ferner kritisch GABELE/HIRSCH 1983, S.168f.

[3] Make-or-Buy Entscheidungen werden i.allg. der Fertigungsprogrammplanung (vgl. z.B. BACKHAUS 1979,S.29ff.) und damit der Produktionsplanung zugeordnet. In der Elektrizitätswirtschaft hat sich jedoch die Bezeichnung "Strombeschaffungsplanung" durchgesetzt (vgl. z.B. HARTMANN 1969,S.34; TRÖSCHER 1977,S.390), wenn es um die Planung von fremdhergestelltem Strom geht.

[4] Vgl. dazu auch BENZ 1970,S.7 und HARTMANN 1969,S.35.

Kraftwerks- oder Erzeugungsausbauplanung[1] und eine Netzausbauplanu (vgl. dazu auch FREUND 1985, S.798) unterschieden (vgl. dazu TRÖ- SCHER 1973b,S.528ff.).

Die **Produktionsplanung** beinhaltet schließlich die Planung des Kraf werkseinsatzes. Im allgemeinen wird darüber hinaus der kurzfristig Bezug von Strom ebenfalls unter die Produktionsplanung subsumiert (vgl. z.B. TRÖSCHER 1977,S.391). Unabhängig davon sind drei Ebenen der Produktionsplanung zu unterscheiden (vgl. dazu z.B. BUNTEN/PFE FER 1985,S.336; SCHROEDER 1985,S.765; LINKE 1985, S.761f.), die mi der taktischen, operativen und dispositiven Planung korrespondiere

- Die **jährliche Kraftwerkseinsatzplanung** (Taktische Planung) legt unter Beachtung von Nebenbedingungen den Jahresenergieeinsatz de verschiedenen Brennstoffe und den wöchentlichen Einsatz der ein- zelnen Kraftwerksblöcke fest. Als Nebenbedingungen sind etwa ver- tragliche Abnahmeverpflichtungen für bestimmte Primärenergieträge und/oder elektrische Energie oder die saisonal bedingten Ein- schränkungen bei Wasserkraftwerken zu beachten.
- In einem zweiten Schritt erfolgt im Rahmen einer **Wochenplanung** die Kraftwerkseinsatzplanung für die jeweils bevorstehende Woche (Operative Planung). Hierbei erfolgt eine Verfeinerung der aus de jährlichen Kraftwerkseinsatzplanung vorgegebenen Blockeinsätze un der Lastaufteilungen.
- Schließlich erfolgt innerhalb eines i.d.R. on-line realisierten EDV-Systems eine **Momentanplanung** (Dispositive Planung) des Kraft- werkseinsatzes (vgl. dazu z.B. EDWIN/MACHATE 1982,S.433ff.). Hier besteht etwa die Möglichkeit, auf unvorhergesehene Ereignisse, wi Wetterumschwünge oder Betriebsstörungen zu reagieren (vgl. dazu z.B. FREIBERGER 1961,S.275ff.).

(2) Die finanzwirtschaftliche Planung in einem EVU

Die **finanzwirtschaftliche Planung** in einem EVU unterscheidet sich nicht wesentlich von der finanzwirtschaftlichen Planung in anderen Unternehmungen und hat im wesentlichen die **Planerfolgsrechnung**, die **Planbilanz** und den **Finanzplan** zum Gegenstand (vgl. dazu auch HART- MANN 1969,S.35ff.; ROTHENBERG 1977,S.537; VDEW 1981,S.14).

Im Rahmen der **Planerfolgsrechnung** (vgl. dazu auch HERRHAUSEN 1967, S.250ff.) besitzt die Feststellung der zukünftigen **Stromverkaufser- löse** besondere Bedeutung (vgl. HARTMANN 1969,S.35), da hier einige Besonderheiten zu beachten sind. Insbesondere ist zu berücksichti- gen, daß sich der Strompreis im allgemeinen aus einem Leistungs- bzw. Grundpreis und einem Arbeitspreis zusammensetzt, aus denen sic für Planungszwecke der Durchschnittspreis unter Berücksichtigung de jeweiligen Abnahmeverhältnisse errechnet (vgl. HARTMANN 1969,S.36). Bei der Aufstellung der Stromerlöspläne ist daher eventuellen Verän- derungen in der Abnehmerstruktur über Änderung der Durchschnitts- preise Rechnung zu tragen. Ferner ist es unerläßlich, innerhalb der Planung der Stromerlöse eine nach verschiedenen Kundengruppen diffe- renzierte Erlösplanung vorzunehmen, da verschiedene Tarife und

---

[1] Die Erzeugungsausbauplanung umfaßt im Gegensatz zur Kraft- werksausbauplanung auch die Planung (langfristiger) Strombezugsver- träge (vgl. dazu TRÖSCHER 1973b,S.529ff.).

Strompreise existieren (vgl. dazu z.B. BUDERATH 1965; SOLLING 1971, S.34ff.; u.a.m.)[1].

Die **Ertragsseite** einer **Planerfolgsrechnung** ist ggf. um eine Planung der **sonstigen Erträge** zu ergänzen. Auch wenn die Erträge aus dem Stromverkauf den weitaus größten Teil der Gesamterträge eines EVU umfassen (vgl. HARTMANN 1969,S.36), haben durch eine zunehmende Diversifikation[2] der EVU[3] in den letzten Jahren (vgl. dazu z.B. ENHOLM/JADITZ/MALKO 1982,S.114f.; KAHN 1983,S.149ff. und die dort genannte Literatur) die sonstigen Erträge an Bedeutung gewonnen. Eine allgemeine Darstellung ist in diesem Zusammenhang jedoch nicht möglich, da die Quellen für sonstige Erträge von EVU zu EVU stark variieren können.

Auf der **Aufwandseite** einer **Planerfolgsrechnung** sind der Brennstoffplan, der Abschreibungsplan, der Zinsplan, der Steuer- und Abgabeplan, der Personalaufwandsplan sowie der Aufwandsplan für sonstige Aufwendungen zu berücksichtigen. Im folgenden wollen wir kurz auf einige EVU-spezifische Besonderheiten im Zusammenhang mit diesen Planarten eingehen.

Der **Brennstoffplan** leitet sich unmittelbar aus den oben erwähnten Produktions- und Beschaffungsplänen ab. Dabei treten hier die üblichen Probleme einer Bewertung des Brennstoffeinsatzes auf.

Dem **Abschreibungsplan** kommt in einem EVU infolge der Anlagenintensität dieser Branche besondere Bedeutung zu (vgl. HARTMANN 1969,S.37). Die Wahl des Abschreibungsverfahrens hat daher z.B. erhebliche Konsequenzen für die gesamte finanzwirtschaftliche Planung in einem EVU (vgl. dazu auch ROCHE 1978,S.113).

Ähnliches gilt für den **Zinsplan**, dem infolge der Kapitalintensität in der Elektrizitätswirtschaft ebenfalls erhebliche Bedeutung zukommt. Problematisch in diesem Zusammenhang ist insbesondere die Festlegung der Höhe der Zinsbelastung, die aus einer zusätzlichen Fremdmittelaufnahme resultiert (vgl. HARTMANN 1969,S.37).

Bei den übrigen Aufwandsplänen - **Steuer- und Abgabeplan, Personalaufwandsplan,** Aufwandsplan für **sonstige Aufwendungen** - sei nur kurz auf die **Konzessionsabgabe** hingewiesen. Diese muß vom EVU "... an eine Gemeinde, einen Gemeindeverband oder einen Zweckverband für die Gestattung der Benutzung der Versorgungsräume zur Verlegung von Versorgungsleitungen oder den Verzicht auf eine anderweitige Regelung der Versorgung im Gebiet der Gemeinde, des Gemeindeverbandes oder

---

[1] Vgl. ausführlicher dazu auch Punkt (2) in 2.2.3.

[2] Zum Begriff und den Arten der Diversifikation vgl. insbesondere ANSOFF 1965,S.132.

[3] Dieses zeigt sich z.B. in einer Jahresabschlußanalyse der EVU anhand ihrer Aktivpositionen. So steigerten z.B. die Bayernwerke AG im Zeitraum 1974 - 1982 ihre bilanzierten Stromverteilungsanlagen um ca. 100%, ihre Beteiligungen dagegen um ca. 550% (vgl. dazu BRETTAR/DINKELBACH/FUNK 1984,S.20).

des Zweckverbandes entrichtet (werden)"[1]. Insofern handelt es sich bei der Konzessionsabgabe um eine für Versorgungsunternehmen und damit auch für EVU spezifische Plangröße[2].

Der zweite große Komplex der finanzwirtschaftlichen Planung in einer EVU umfaßt die Aufstellung einer **Planbilanz** (vgl. dazu auch HERRHAUSEN 1967,S.251ff.). Als besonderes Problem ist dabei der Zwang der EVU zur Anpassung ihrer Kapazität an einen sich ständig verändernden Energiebedarf zu beachten. Steigt der Energiebedarf wie in der Vergangenheit etwa kontinuierlich an, so entstehen Finanzierungslücken. Deren Deckung hat erhebliche Auswirkungen auf die Bilanzstruktur, was bei der Bestimmung, wie eine Finanzierungslücke zu decken ist, berücksichtigt werden muß.

Die Festlegung konkreter Maßnahmen zur Deckung von Finanzierungslücken erfolgt jedoch erst im Rahmen des **Finanzplans** (vgl. dazu auch HERRHAUSEN 1967,S.251ff.; ROCHE 1978,S.101ff.; BOZEM 1986,S.86ff.). Da er sich nicht wesentlich von den Finanzplänen anderer Unternehmungen unterscheidet, wollen wir diesen jedoch nicht weiter vertiefen.

(3) Die Interdependenzen zwischen den einzelnen Teilplänen

Die **Interdependenzen zwischen den einzelnen Teilplänen** einer Unternehmungsplanung in einem EVU sind äußerst vielfältig. Ein vereinfachendes Modell zur Visualisierung der grundlegenden Beziehungen enthält die Abbildung 2.2-1 (vgl. dazu auch HARTMANN 1969,S.31; Arbeitskreis HAX der Schmalenbach Gesellschaft 1970,S.754; LIENHARD/STEIGER/WEBER 1975,S.58f.; TRÖSCHER 1977,S.390; VDEW 1981, S.14; GERAGHTY/LYNEIS 1984,S.1576; BOZEM 1986,S.66f.):

- Ausgehend vom zukünftigen Bedarf an elektrischer Leistung und Arbeit **(Absatzplan)** wird festgelegt, welche Investitionen im Bereich der Erzeugung[3] und Verteilung zu tätigen sind, um diesen Bedarf mit ausreichender Versorgungssicherheit möglichst kostengünstig und umweltschonend decken zu können **(Investitionsplan)**.
- Absatzplan auf der einen, sowie die vorhandenen Kapazitäten und Lieferverträge bzw. die im Rahmen der Investitionsplanung festgelegten neuen Kapazitäten und Lieferverträge auf der anderen Seite sind der Ausgangspunkt zur Festlegung des **Produktionsplans.**
- Vom zukünftigen Bedarf an elektrischer Leistung und Arbeit (Absatzplan) ist nun die über den Produktionsplan bestimmte eigenerzeugte Menge an elektrischer Leistung und Arbeit zu subtrahieren.

---

[1] Ausführungsanordnung zur Anordnung über die Zulässigkeit von Konzessionsabgaben der Unternehmen und Betriebe zur Versorgung mit Elektrizität, Gas und Wasser an Gemeinden und Gemeindeverbände vom 27.2.1943 § 1 Abs.1 zitiert nach BAUERMEISTER 1984, S.5.

[2] Zu einer kritischen Position bzgl. der Konzessionsabgabe vgl. z.B. HENNICKE 1985,S.29ff.

[3] Die Erzeugung umfaßt, wie an anderer Stelle bereits erwähnt, die Eigen- und Fremdherstellung.

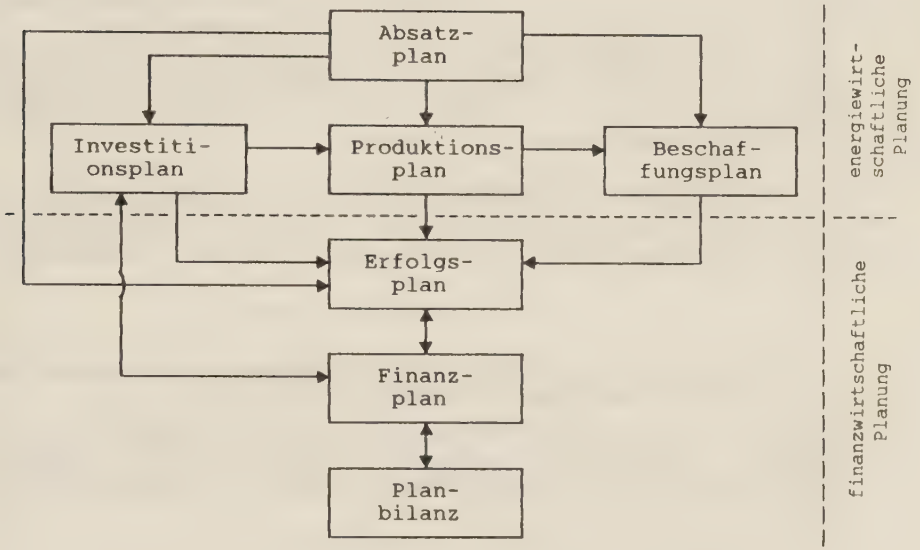


Abb.2.2-1: Die (wesentlichen) Interdependenzen zwischen den Teilplänen einer Unternehmungsplanung in einem EVU

Als Ergebnis erhält man die über Partnerkraftwerke, über geplante Vertragskäufe und ungeplante Ausgleichsverkäufe zu beschaffende elektrische Leistung **(Beschaffungsplan)**.

- Ferner determiniert der Produktionsplan die ebenfalls in der **Beschaffungsplanung** zu konkretisierenden Größen zur Beschaffung und Lagerhaltung der Primärenergieträger.
- Ausgehend von diesen Teilplänen der energiewirtschaftlichen Planung ist dann die finanzwirtschaftliche Planung zu erstellen, deren Ausgangspunkt zweckmäßigerweise der **Erfolgsplan** ist. In diesen fließen vor allem die Stromerlöse, basierend auf dem Absatzplan, die Abschreibungen als Ergebnis des Investitionsplans, die Produktionsaufwendungen, wie Personalaufwand, als Ergebnis des Produktionsplans und die Aufwendungen für die Primärenergieträger, basierend auf dem Beschaffungsplan, ein.
- Ferner sind im **Erfolgsplan** Aufwendungen zu berücksichtigen, die Ergebnis des **Finanzplans** sind, wie Zinsen oder Steuern und Abgaben[1].
- Der **Finanzplan** ergibt sich wiederum aus den ausgabewirksamen Aufwendungen und den einnahmewirksamen Erträgen des Erfolgsplans. Zusätzlich sind jedoch Ausgaben und Einnahmen zu berücksichtigen,

[1] Soweit es sich um Ausgaben handelt, die als Aufwand, und um Einnahmen, die als Ertrag behandelt werden können.

die keinen Aufwand bzw. Ertrag darstellen. Beispiele hierfür sind vor allem die sich aus dem Investitionsplan ergebenden Investitionsausgaben oder Einnahmen aus Kapitalerhöhungen.
- Die in der **Finanzplanung** festgelegten Maßnahmen bestimmen dabei in großen Bereichen das Aussehen der **Planbilanz**. Da die Struktur der Bilanz erheblichen Einfluß auf die möglichen Kapitalbeschaffungsmaßnahmen etc. hat, bestehen zwischen Finanzplan und Planbilanz erhebliche **wechselseitige** Beziehungen.

Die beschriebenen Zusammenhänge können die in einer konkreten Unternehmungsplanung zu berücksichtigenden Interdependenzen natürlich nur unvollständig wiedergeben (vgl. dazu z.B. auch HERRHAUSEN 1967, S.246f.; HARTMANN 1969,S.31; WHITTAKER 1978,S.97f.; BOZEM 1982, S.123ff.).

2.2.2 Die Charakteristika in der Unternehmungsplanung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens

Die herausragenden Charakteristika in der Unternehmungsplanung eines EVU, die im wesentlichen die besondere Bedeutung einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose für die Flexibilität eines EVU erklären, sind:

- die **Dominanz des Absatzplans** (vgl. BOZEM 1982,S.139) und
- die hohe **Unsicherheit**.

(1) Die Dominanz des Absatzplans

Auch wenn die **Absatzplanung** in der Literatur allgemein als "Leitplanung" (KRETSCHMER 1976,S.84) oder "Ausgangspunkt der Planung überhaupt" (MELLEROWICZ 1972,S.181) bezeichnet wird (vgl. auch WELGE 1985,S.453), kommt ihr in einem EVU eine noch **weitreichendere** und **exponiertere Stellung** zu. Denn während in einem EVU der Absatzplan aufgrund der **gesetzlichen Versorgungspflicht** Ausgangspunkt für alle übrigen Teilpläne ist, geschieht dieses in vielen anderen Unternehmungen allein, weil eine integrierte Gesamtplanung fehlt, also aufgrund planungstechnischer Sachzwänge.

Dieses Charakteristikum wird besonders deutlich, wenn wir uns noch einmal die Interdependenzen zwischen den Teilplänen in einem EVU vor Augen halten (vgl. dazu die Abb.2.2-1) und diese mit einer sonst üblichen Visualisierung der unternehmerischen Gesamtplanung (vgl. Abb.2.2-2) vergleichen. Der wesentliche Unterschied besteht darin, daß in einem EVU der Absatzplan die Rolle des Leitplans annimmt, dem sich alle anderen Pläne unbedingt unterzuordnen haben (vgl. dazu auch ZENTES 1983,S.223), während bei der allgemeinen Darstellung einer unternehmerischen Gesamtplanung eine **Harmonisierung des Absatzplans** mit **anderen Einzelplänen** erfolgen muß, um eine optimale Erreichung der angestrebten Ziele zu verwirklichen. Dieses geschieht in der Praxis jedoch häufig nicht, da die Interdependenzen zwischen den Teilgebieten nicht nur erheblich, sondern auch sehr vielschichtig sind (vgl. WELGE 1985,S.457). Aus **planungstechnischen Vereinfa-**

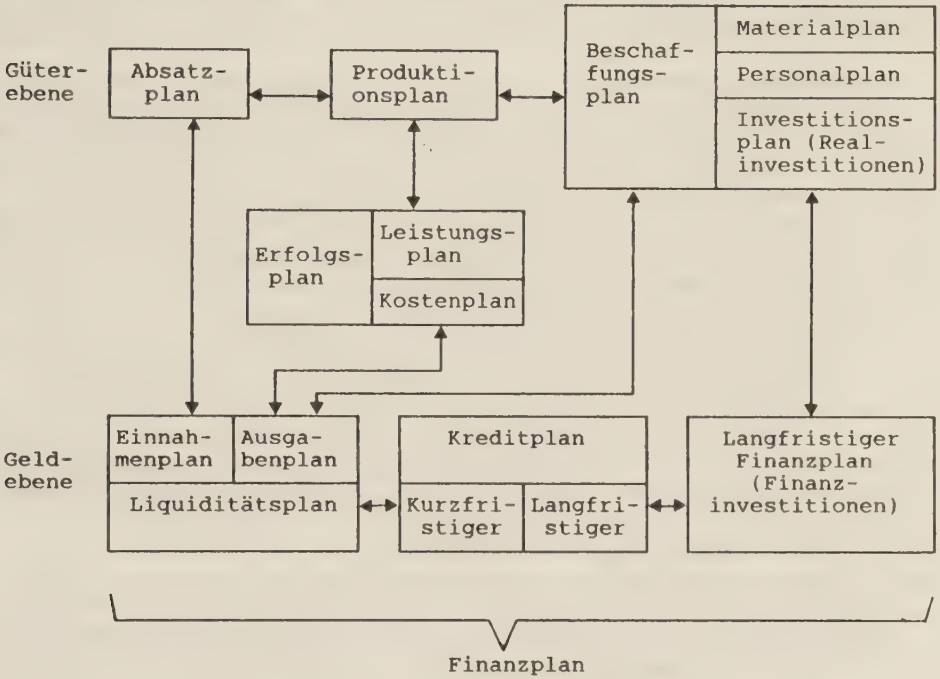


Abb.2.2-2: Die unternehmerische Gesamtplanung (Quelle: analog zu Arbeitskreis HAX der Schmalenbach Gesellschaft 1970,S.754)

chungsgründen nimmt daher der Absatzplan auch in vielen anderen Branchen die Position eines Primärplans ein[1].

(2) Unsicherheit

Das zweite Charakteristikum in der Unternehmungsplanung, das zu der besonderen Stellung einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose in einem EVU führt, betrifft die **Unsicherheit**, mit der ein EVU in seinen unternehmerischen Überlegungen konfrontiert wird (vgl. dazu z.B. auch MOTLAGH 1974; NAGEL 1978,S.988ff.; YAMAYEE/HAKIMMASHHADI 1984, S.1990ff.; GERAGHTY/LYNEIS 1984, S.1576ff.; u.a.m.). Diese trifft auf alle Energieversorgungsunternehmen zu, so daß WHITTAKER (1978) in diesem Zusammenhang von "... planning in a rapidly changing environment ..." spricht. Sie kann im Fall der EVU in erster Linie auf vier Gründe zurückgeführt werden:

[1] Vgl. dazu auch die empirischen Ergebnisse bei TÖPFER (1976, S.287), wonach dieses bei 73% aller Unternehmungen der Fall ist.

(a) Aufgrund der langen Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten im Kraftwerkbereich sind EVU zu einer **langfristigen Planung** genötigt; damit steigt die Unsicherheit bereits "gezwungenermaßen" an.
(b) Der Stromverbrauch ist in hohem Maße **wetter-**, insbesondere **temperaturabhängig**; aus unserem Alltagsleben ist uns nur zur Genüge bekannt, wie unsicher Wetterprognosen sind. Aussagen über den zukünftigen Stromverbrauch, die, wie wir noch sehen werden, die Basis jeder planerischen Überlegung in einem EVU sind, müssen damit mit einer "natürlichen" Unsicherheit behaftet sein.
(c) Der Stromverbrauch hängt in starkem Umfang von der weiteren **konjunkturellen Entwicklung** ab, die zum einen selbst äußerst unsicher ist; darüber hinaus sind die Auswirkungen von Konjunkturschwankungen auf den Stromverbrauch nicht ohne weiteres antizipierbar (vgl. dazu auch BOZEM 1982,S.147).
(d) Die Elektrizitätsversorgung weist einen sehr **hohen Verflechtungsgrad mit der gesamten Volkswirtschaft** auf. Denn Elektrizität geht als Inputfaktor in nahezu jedes Produkt und jede Dienstleistung ein. Ferner sind zahlreiche Aktivitäten des täglichen Lebens ohne Elektrizität kaum denkbar. Dieses bewirkt, daß sich Änderungen in jedem beliebigen Zweig einer Volkswirtschaft auch in der Elektrizitätsversorgung niederschlagen. Die Unsicherheiten, mit denen jede Branche und jeder Lebenszweig behaftet ist, pflanzen sich daher zwangsläufig in der Unternehmungsplanung eines EVU fort.

Diesen skizzierten Besonderheiten in der Unternehmungsplanung hat ein EVU bei der Gestaltung seines Planungssystems Rechnung zu tragen. Nur dann können die mit der Unternehmungsplanung angestrebten Wirkungen - also auch die Schaffung und Erhaltung von Flexibilität - in effizienter Weise erreicht werden. Auf die sich hieraus ergebenden Anforderungen zur Ausgestaltung eines Planungssystems in einem EVU wollen wir jedoch nicht im einzelnen eingehen. Im Rahmen unserer Themenstellung ist lediglich von Interesse, ob durch die skizzierten Besonderheiten bedingt, die (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose (und -analyse) eine besondere Stellung innerhalb der Unternehmungsplanung eines EVU einnimmt.

2.2.3 Die Stellung der (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose innerhalb der Unternehmungsplanung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens

Vor allem die im vorherigen Kapitel skizzierte "Dominanz des Absatzplans" führt dazu, daß die (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose eine besondere Position innerhalb der Unternehmungsplanung eines EVU einnimmt. Um diese besondere Position herausarbeiten zu können, ist zunächst der Begriff des Absatzplans zu präzisieren.

Der **Absatzplan** ist nach unserer Auffassung **Teil** des umfassenderen **Marketingplans** (vgl. z.B. auch WELGE 1985,S.454).

Gegenstand des **Marketingplans** ist "... das marktbezogene Verhalten eines Unternehmens ..." (ZENTES 1983,S.223). Der Marketingplan beinhaltet damit "... die Festlegung der aus den Unternehmenszielen abzuleitenden Marketingziele und der zu wählenden Mittel und Wege, um

die Ziele zu erreichen" (WELGE 1985,S.453)[1]. Hauptbestandteile des Marketingplans sind eine Situationsanalyse, die Marketingziele, die Marketingstrategie und das Marketingmix (vgl. KOTLER 1982, S.91f.).

Ausgangspunkt des Marketingplans ist die Analyse der derzeitigen und zukünftigen Umweltsituation der Unternehmung (vgl. NIESCHLAG/ DICHTL/HÖRSCHGEN 1985,S.817), in der die Probleme und Chancen für die Unternehmung dargelegt werden (vgl. KOTLER 1982, S.91). Grundlage dieser **Situationsanalyse** sind Marketinginformationen. Diese werden vor allem mit Hilfe der Marktforschung gewonnen, mit der die Basis für Marketingentscheide (HILL 1972, S.133) geschaffen wird. Dabei "(muß) in einem ersten Schritt die gegenwärtige Marktsituation (Marktdiagnose) erfaßt werden" (WELGE 1985,S.454). Über eine Analyse des Marktvolumens, der Markt- und Absatzpotentiale (vgl. z.B. MEFFERT 1986,S.179; u.a.m.) ist anschließend die Fähigkeit der Märkte zu erforschen, Umsätze hervorzubringen (vgl. z.B. MEFFERT 1986, S.178). Ergebnis dieser Analyse ist die Marktprognose[2,3], in der "... die voraussichtliche Markt- und Absatzentwicklung abzuschätzen (ist)" (WELGE 1985, S.454).

Das Ergebnis der Situationsanalyse bzw. der Marktdiagnose und -prognose ist der **Absatzplan**. Dieser beinhaltet damit die vermuteten Absatzmengen und die daraus möglichen Verkaufserlöse, so daß sich für den Begriff des Absatzplans auch der Begriff des Verkaufsplans (vgl. z.B. MEFFERT 1986,S.217) findet. Der Absatzplan enthält jedoch keine Aussagen darüber, wie er realisiert werden soll. Die Festlegung einer Marketing-Strategie, also vor allem die Höhe des Marketing-Budgets, das Marketing-Mix und die Allokation der Marketing-Mittel (vgl. KOTLER 1982,S.92), ist Gegenstand der Marketing-Planung. Diese legt erst fest, in welchem Umfang Werbemaßnahmen, Preisnachlässe, Rabatte, Garantiezusagen, Kundendienstleistungen u.a.m. eingesetzt werden sollen, um die Absatzziele auch tatsächlich erreichen zu können (vgl. dazu auch HILL 1973,S.295ff.; KOTLER 1982, S.251ff., NIESCHLAG/DICHTL/HÖRSCHGEN 1985,S.813ff.; MEFFERT 1986, S.508ff.; u.v.a.m.).

Die Dominanz des Absatzplans innerhalb der Unternehmungsplanung eines EVU besagt somit, daß die vom EVU **unbeeinflußten Absatzmöglichkeiten** Ausgangspunkt der gesamten Planung sind. Damit wird die Absatzprognose, also die Bestimmung der voraussichtlich von der Unternehmung in einem bestimmten Gebiet absetzbaren Menge eines bestimmten Produktes (vgl. dazu z.B. ROGGE 1972,S.20f.; REHM 1974, S.23f.; ROSENTRETER 1977,S.73), für ein EVU damit die Stromverbrauchsprognose, Engpaßfaktor der Unternehmungsplanung im Sinne GUTENBERGS.

Ist dagegen der Marketing-Plan Ausgangspunkt einer Unternehmungsplanung, so wird davon ausgegangen, was verkauft werden **kann** oder was

---

[1] Zu den besonderen Marketingzielen eines EVU vgl. z.B. VENNARD 1979,S.212ff.

[2] Zur Unterscheidung von Absatz- und Marktprognose vgl. z.B. GRAF 1969,S.24ff.; GISHOLT 1977,S.6f.; ROSENTRETER 1977,S.570ff.

[3] Eine synonyme Begriffsverwendung von Markt- und Absatzprognose findet sich etwa bei HÜTTNER 1982,S.16.

aus unternehmerischen Zielvorstellungen heraus verkauft werden **soll**. Die Dominanz des Absatzplans besagt demgegenüber, daß verkauft werden **muß**, was vom Markt verlangt wird. Dennoch stehen auch einem EVU in beschränktem Umfang Möglichkeiten zur Verfügung, den zukünftigen Bedarf zu beeinflussen. Mit diesen wollen wir uns im folgenden näher auseinandersetzen.

Bei der Analyse der Möglichkeiten, in welchem Umfang ein EVU den zukünftigen Stromverbrauch aktiv beeinflussen kann, sind zwei Unterscheidungen vorzunehmen. Erstens bietet sich eine nach dem **absatzpolitischen Instrumentarium** differenzierte Analyse an. Dabei wollen wir in Anlehnung an GUTENBERG die traditionelle Unterscheidung in die Produkt-, Preis-, Distributions- und Kommunikationspolitik vornehmen (vgl. z.B. dazu auch BIDLINGMAIER 1973b; NIESCHLAG/DICHTL/HÖRSCHGEN 1985,S.23ff. und 91ff.; MEFFERT 1986,S.116ff. und 260ff.; sowie speziell für das Marketing der EVU: HAUSCHILDT 1964,S.131ff.; WINKELMANN 1967,S.11ff.; EITENEYER 1975,S.322ff.; HAAS 1975,S.42ff.; VENNARD 1979,S.211ff.; RAFFÉE/ FRITZ 1980,S.565ff.; ENGELHARDT/GÜNTER 1981,S.228ff.; EDVINSSON 1986,S.83ff.). Zweitens ist innerhalb dieses absatzpolitischen Instrumentariums zwischen einer **kurzfristigen** und einer **langfristigen Beeinflussungsmöglichkeit** zu unterscheiden. Diese Unterscheidung ist im Hinblick auf unsere Themenstellung wesentlich, um die besondere Stellung einer kurzfristigen Stromverbrauchsprognose innerhalb der Unternehmungsplanung eines EVU herausarbeiten zu können[1].

(1) Produktpolitik

"Die Möglichkeiten der Bedarfsbeeinflussung durch die Produktpolitik der EVU sind durch die technischen Eigenarten der Elektrizität zunächst eingeschränkt" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.565). Insbesondere sind die Möglichkeiten der EVU zu einer **Produktinnovation** und zu einer **Produkteliminierung** (vgl. dazu z.B. BIDLINGMAIER 1973b,S.230f.; MEFFERT 1986,S.379ff.) sehr stark beschnitten. Hinsichtlich der **Produktinnovation** sind zunächst zwei grundsätzliche Formen zu unterscheiden (vgl. dazu z.B. BIDLINGMAIER 1973b, S.230): die **Produktdifferenzierung** und die **Diversifikation**. Bei einer Produktdifferenzierung werden "... neue, zusätzliche Produkte auf den Markt gebracht, ohne daß hierdurch die Anzahl der insgesamt angebotenen Produktgruppen verändert wird" (BIDLINGMAIER 1973b,S.230); eine Diversifikation kann dagegen durch die Aufnahme neuer Produktgruppen gekennzeichnet werden (vgl. dazu z.B. MEFFERT 1986,S.367).

Die Möglichkeiten zu einer **Produktdifferenzierung** sind praktisch nicht gegeben, "da nämlich das Produkt 'Elektrizität' selbst nur geringe Gestaltungsmöglichkeiten bietet..." (RAFFÉE/FRITZ 1980, S.566). Darüber hinaus kann "... das Versorgungsnetz wirtschaftlich und technisch regelmäßig nur einheitlich betrieben werden ..., (so daß) es den EVU schon aus diesem Grunde unmöglich (ist), Sonderwün-

[1] Diese Unterscheidung soll im folgenden jedoch nur implizit in der laufenden Diskussion des absatzpolitischen Instrumentariums vorgenommen werden.

schen einzelner Kunden entgegenzukommen" (BÜDENBENDER 1982,S.325). Die Politik der Produktdifferenzierung zielt jedoch gerade darauf ab, "... Sonderwünschen der Nachfrager besser gerecht zu werden und damit die Marktposition zu festigen" (BIDLINGMAIER 1973b,S.230).

Eine Politik der **Produktdiversifikation**, welche "...darauf abzielt, daß Umsatz und Gewinn aus einer Vielzahl von Quellen stammen, deren Veränderungen einander nicht berühren ..." (MEFFERT 1986,S.367), ist dagegen grundsätzlich unbeschränkt möglich (vgl. dazu auch KAHN 1983,S.151)[1]. Diese Form der Produktinnovation besitzt für unsere Themenstellung jedoch nur Bedeutung, wenn eine Diversifikation Einfluß auf den Stromverbrauch des betreffenden EVU hat. Dieses ist vor allem der Fall, wenn ein EVU "... durch die Veranlassung von Erweiterungen und/oder Veränderungen der Verwendungsmöglichkeiten der Elektrizität, d.h. durch die Initiierung der Herstellung neuer oder veränderter Elektrogeräte 'indirekte Produktpolitik' .. (betreibt)" (RAFFÉE/FRITZ 1980, S.566). Zahlreiche Beispiele der letzten Jahre (Mikrowellenherd, elektrische Nachtspeicherheizungen) zeigen, daß es sich hierbei um ein sehr effektives Marketing-Instrument der EVU handelt (vgl. dazu auch RAFFÉE/FRITZ 1980,S.566). Dabei ist jedoch zu beachten, daß Auswirkungen auf den Stromverbrauch eher langfristiger Natur sind. D.h., daß eine "indirekte Produktinnovation" wichtiger Bestandteil einer Unternehmungsplanung in einem EVU sein muß; die eher langfristigen Wirkungszeiten führen aber dazu, daß bei einer kurzfristigen Betrachtungsweise kaum Beeinflussungsmöglichkeiten bestehen[2].

Eine **Produkteliminierung**, also eine Aussonderung von Produkten (MEFFERT 1986,S.366), ".. ist aufgrund gesetzlicher Vorschriften nicht möglich ..." (HAAS 1975,S.61). Diese Aussage besitzt jedoch nur unter betriebswirtschaftlich relevanten Gesichtspunkten Gültigkeit. "Technisch notwendige Änderungen in der leitungsgebundenen Energieversorgung sind ... möglich und müssen vom Kunden hingenommen werden" (BÜDENBENDER 1982,S.325). Da derartige Änderungen aber eine große Seltenheit darstellen, besitzt eine darauf basierende Produkteliminierung keine praktische Bedeutung und kann daher von uns vernachlässigt werden.

Als praktische Möglichkeit zur Produktpolitik wird häufig im Rahmen der sog. Kraft-Wärme-Kopplung die **Fernwärme als Produktvariation** eines EVU angesehen (vgl. dazu HAAS 1975,S.62; RAFFÉE/FRITZ 1980, S.566). Hierbei handelt es sich um eine "Variation der physischen und funktionellen Eigenschaften des Erzeugnisses ..." (BIDLINGMAIER 1973b,S.231), indem die bei der Stromerzeugung anfallende Abwärme (vgl. z.B. BRINKMANN 1980,S.61f.) als eigenständiges Produkt genutzt

---

1 Als Hauptgrund nennt KAHN (1983,S.151), daß die EVU die Gelegenheit haben sollten "to satisfy the ultimate need of their customers - which is not ... electricity as such, but such end-use services as space conditoning - by whatever combination of the various available means appears to them most economical".

2 Neben der Fristigkeit besitzt der Sättigungsgrad einen entscheidenden Einfluß auf die Wirksamkeit von indirekten Produktinnovationen.

wird[1] und die Verwendungsmöglichkeiten auf die Beheizung von Gebäudekomplexen eingeschränkt wird (vgl. HAAS 1975,S.62; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.566). Auch diese Form der Produktpolitik erlaubt aber nur eine tendenziell sehr langfristig wirksame Beeinflussung des Stromverbrauchs.

(2) Preis- und Konditionenpolitik

"Gegenstand der Preispolitik ist die Festlegung der Verkaufspreise ... gegenüber den Abnehmern" (ZENTES 1983,S.281). Hiermit eng verknüpft ist die Konditionenpolitik, unter der "... alle kontrahierungspolitischen Instrumente zusammengefaßt (werden), die außer dem Preis Gegenstand vertraglicher Vereinbarungen über das Leistungsentgelt sein können" (MEFFERT 1986,S.346). Preis- und Konditionenpolitik werden deshalb auch häufig unter dem Begriff der **Kontrahierungspolitik** (MEFFERT 1986,S.260ff.) oder der **Entgeltpolitik** (NIESCHLAG/DICHTL/HÖRSCHGEN 1985,S.231ff.) zusammengefaßt.

"Unter den marketingpolitischen Instrumenten wird gewöhnlich der betrieblichen Preispolitik die bedeutsamste Stellung eingeräumt" (BIDLINGMAIER 1973b,S.280). Diese Aussage trifft in besonderem Maße für das Marketing von EVU zu, wie die zahlreichen Studien zu den Wirkungen von Energiepreisveränderungen (vgl. dazu z.B. DOLINSKI/ZIESING 1976,S.194ff.) und Strompreisänderungen (vgl. dazu z.B. HORN/RAMMNER/SCHOLZ 1978) sowie die zahlreichen Stromverbrauchsmodelle mit expliziter Berücksichtigung einer Preisvariablen (vgl. dazu z.B. FISHER/KAYSEN 1962; ANDERSON 1973; ACTON/ MITCHELL/MOWILL 1976; u.v.a.m.) zeigen.

Bei der Analyse der **preis- und konditionenpolitischen Gestaltungsmöglichkeiten eines EVU** muß hinsichtlich der Tarifabnehmer und der Sonderabnehmer unterschieden werden (vgl. z.B. auch BUDERATH 1965, S.11ff.; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.567; EVERS 1983,S.161ff.). Die Tarifabnehmer werden zu den allgemeinen Tarifen auf der Grundlage der Bundestarifordnung Elektrizität (BTO Elt) aus dem Niederspannungsnetz der EVU beliefert (vgl. z.B. HAAS 1975,S.43; LUHMANN 1983,S.160ff., RAFFÉE/FRITZ 1980,S.567). Die Gruppe der Sonderabnehmer wird dagegen aufgrund von Sondervereinbarungen von den EVU mit Elektrizität versorgt (vgl. z.B. RAFFÉE/FRITZ 1980, S.567f.).

Für den Bereich der **Tarifabnehmer** ist die Preispolitik der EVU (vgl. dazu auch STRAHRINGER o.J.; SOLLING 1971,S.70ff.) stark eingeschränkt oder eindeutig bestimmt (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.568). Zum einen sind EVU zum Angebot von vier Pflichttarifen - zwei Grundpreis-

[1] Insofern können Fernwärme und Strom als Kuppelprodukte aufgefaßt werden.

tarifen, einem Kleinstverbraucher- und einem Schwachlasttarif[1] - gesetzlich (vgl. dazu insbesondere §§ 1 Abs. 2, 10 BTO Elt) verpflichtet (vgl. HAAS 1975,S.43; BRINKMANN 1980, S.94ff.; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.568; BÜDENBENDER 1982,S.111; EVERS 1983,S.163). Zum zweiten sind "nach § 12a Abs.1 BTO Elt ... die Tarife und ihre einzelnen Bestandteile Höchstpreise und dürfen nur mit Genehmigung der zuständigen Behörden angehoben werden" (BÜDENBENDER 1982,S.137). Ferner wird der preispolitische Entscheidungsspielraum durch die Verpflichtung zur Bestabrechnung nach § 2 Abs.5 BTO Elt eingeschränkt. "Danach ist ein EVU verpflichtet, ... die Abrechnung nach demjenigen Tarif vorzunehmen, der für den Kunden am preisgünstigsten ist" (BÜDENBENDER 1982, S.132). Preispolitische Zielsetzungen, wie das der Marktabschöpfung (vgl. dazu z.B. KOTLER 1982,S.401f.), sind damit für ein EVU nur beschränkt realisierbar.

Da die **Pflichttarife einige Gestaltungsspielräume** bereithalten und "zusätzlich zu diesen Pflichttarifen ... das EVU weitere freiwillige Tarife in beliebiger Anzahl anbieten (kann) ..." (BÜDENBENDER 1982, S.112), "... verbleiben im Bereich der Tarifabnehmer den EVU (dennoch) im rechtlichen Rahmen eine Reihe von Möglichkeiten bedarfsrelevanter Preisdifferenzierung" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.568). In diesem Zusammenhang sind insbesondere die "... über die bisherigen Schwachlasttarife hinausgehenden (jahres- und tages-) zeitabhängigenen Tarifierungen" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.568) zu erwähnen. Vor allem in Frankreich (vgl. dazu MITCHELL/MANNING/ACTON 1978; MUNASINGHE/WARFORD 1982,S.87ff.; EDVINSSON 1986,S.84ff.) und den USA (vgl. dazu z.B. ATKINSON 1979,S.79ff.; LAWRENCE/BRAITHWAIT 1979,S.59ff.; GRANGER et al. 1979,S.13ff.; u.a.m.) wird diese Form der Preisdifferenzierung zur Bedarfslenkung eingesetzt. In verschiedenen Studien konnte insbesondere festgestellt werden, daß "generally, the time-of-day price elasticies indicate considerable shortrun responsiveness of demand to price" (LAWRENCE/BRAITHWAIT 1979,S.76), so daß "peak, mid-peak, and off-peak electricity consumption appear to be weakly substitutable goods" (ATKINSON 1979,S.94)[2]. Durch eine geeignete Tarifgestaltung läßt sich daher eine aktive Beeinflussung des Stromverbrauchs realisieren, wobei diese Beeinflussung jedoch fast ausschließlich deren Leistungskomponente betrifft[3]. Eine kurzfristig wirksame, aktive Beeinflussung der Arbeitskomponente des Stromverbrauchs durch das EVU muß mit anderen absatzpolitischen Instrumenten in Angriff genommen werden. Denn die Möglichkeiten, die Arbeitskomponente des Stromverbrauchs mit Hilfe preis- und konditionenpolitischer Instrumente zu beeinflussen, muß zumindest kurzfristig gesehen als gering eingestuft werden:

---

[1] Die zwei Grundpreistarife unterscheiden sich in der Zusammensetzung ihrer Leistungs- (Grundpreis- oder Leistungspreis-) und ihrer Arbeitskomponente; dabei hat der Grundpreistarif mit der niedrigeren Leistungs- die höhere Arbeitskomponente aufzuweisen; der Kleinstverbrauchertarif ist durch die Einbeziehung des Bereitstellungspreises in den Arbeitspreis gekennzeichnet, der Schwachlasttarif ist für die Versorgung von Geräten auszuarbeiten, die nur zu Schwachlastzeiten betrieben werden können, wie z.B. die Warmwasserbereitung (vgl. dazu EVERS 1983,S.163).

[2] Vgl. ferner hierzu auch CAVES/CHRISTENSEN 1980,S.90ff.

[3] Vgl. dagegen aber z.B. HIRSCHBERG 1984.

(a) In vielen Haushalten ist eine (kurzfristig) unelastische Reakti on auf Preisänderungen für Elektrizität zu beobachten (vgl. DO-LINSKI/ZIESING 1976,S.194f.; EDERER 1985,S.124)[1].
(b) Die Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizität durch andere, möglicherweise billigere Energieträger sind erheblich eingeschränkt (vgl. RAFFÉE/FRITZ 1980,S.569). Zum einen ist ein geringer Informationsgrad der Verbraucher über die Höhe und Zusam mensetzung ihres Stromverbrauchs und über Substitutionsmöglichkeiten zu konstatieren (vgl. dazu z.B. HORN/RAMMNER/SCHOLZ 1978 S.68ff. und 199ff.; METTLER-MEIBOM/WICHMANN 1982,S.73f.). Zum anderen ist eine Substitution i.d.R. mit hohen Kosten für die Verbrauchsgeräte, auf die umgestellt werden müßte, verbunden (vgl. RAFFÉE/FRITZ 1980,S.569); dieses hat ein preisunelastisches Verhalten zur Folge.
(c) Die gegenwärtige Ordnung zur Tarifgestaltung steht einem Bedarfslenkungserfolg preispolitischer Maßnahmen der EVU entgegen (vgl. RAFFÉE/FRITZ 1980,S.569)[2].

Insgesamt ergibt sich, "... daß dem Strompreis als Bedarfslenkungsinstrument im Bereich der privaten Haushalte meist eine nur eingeschränkte Bedeutung zukommt" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.569).

Da die Strompreise für die **Sonderabnehmer**[3] (vgl. dazu auch SOLLING 1971,S.38ff.) im Gegensatz zum Tarifabnehmerbereich prinzipiell Verhandlungssache zwischen EVU und Sonderabnehmer sind (vgl. RAFFÉE/FRITZ 1980,S.569), muß der preispolitische Bedarfslenkungsspielraum bei dieser Gruppe tendenziell höher eingeschätzt werden. Als preispolitische Parameter einer Bedarfslenkung stehen dem EVU vor allem eine Preisdifferenzierung zu Schwach- und Spitzenlastzeiten, die Gewährung von Benutzungsstundenrabatten u.a.m. zur Verfügung (vgl. dazu z.B. SOLLING 1971, S.41ff.; BUDDE 1972,S.82ff.; HAAS 1975, S.52ff.; BRINKMANN 1980, S.97ff. und 107ff.; FINSINGER/KLEINDORFER 1981,S.48ff.)[4].

Dennoch ist der **Handlungsspielraum der EVU** auch in diesem Zusammenhang **stark eingeschränkt**, da aufgrund der Preisstoppverordnung vom 26.11.1936 (vgl. dazu BÜDENBENDER 1982,S.148ff.) "... in der Praxis die Sonderabnehmerpreise den Wirtschaftsministerien der Länder angezeigt und von ihnen genehmigt werden müssen" (RAFFÉE/FRITZ 1980, S.569). Ferner existiert trotz der grundsätzlichen Vertragsfreiheit seit langem ein Trend zur Vereinheitlichung und Standardisierung der Strombezugsverträge mit Sonderabnehmern (vgl. dazu FREIBERGER 1961, S.333). Diese Einschränkungen im Handlungspielraum der EVU, eine preispolitisch gesteuerte Bedarfslenkung bei Sonderabnehmern durch-

---

[1] Zu den Gründen vgl. DOLINSKI/ZIESING 1976,S.194f.

[2] Zu Möglichkeiten, die gegenwärtige Ordnung der Tarifgestaltung u.a. im Sinne einer Bedarfslenkung zu verändern vgl. HORN/RAMMNER/SCHOLZ 1978,S.129ff.

[3] Sonderabnehmer oder -kunden sind "Abnehmer, die nicht auf Grund der allgemeinen Bedingungen zu allgemeinen Tarifpreisen beliefert werden" (EVERS 1983,S.132). Dieses ist vor allem dann der Fall, wenn die tarifmäßige Versorgung für den Kunden unzumutbar ist.

[4] Zur Wirkung dieser preispolitischen Parameter aus der Sicht eines Sonderabnehmers vgl. EDELMANN 1986,S.112ff.

zuführen, schlagen sich auch darin nieder, daß "... Untersuchungen des Stromverbrauchs industrieller Abnehmer einen statistisch gesicherten und quantifizierbaren Zusammenhang zwischen dem Strompreis und dem Stromverbrauch nicht nachweisen (konnten)" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.569), obwohl sicherlich eine Verbrauchswirkung von verschiedenen Strompreisen ausgeht.

Zusammenfassend kann der **Preis- und Konditionenpolitik** der EVU nur eine **geringe Bedeutung** hinsichtlich der Beeinflussung des Stromverbrauchs zugesprochen werden (vgl. auch HAAS 1975,S.55f.; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.570). Beschränkungen des preispolitischen Handlungsspielraumes auf seiten der EVU[1] und eine relativ unelastische Reaktion der Kunden auf Preisveränderungen begründen diese Einschätzung. Dabei muß modifizierend hinzugefügt werden, daß die preispolitischen Möglichkeiten zu einer Bedarfslenkung in Abhängigkeit vom Betrachtungsobjekt und -zeitraum sehr unterschiedlich zu beurteilen sind. Während die Leistungskomponente des Stromverbrauchs mittels einer entsprechenden Tarifgestaltung in hohem Maße beeinflußbar erscheint, sind die Möglichkeiten zur Beeinflussung der Arbeitskomponente als geringer einzustufen. Bei der Differenzierung nach dem Betrachtungszeitraum ist ebenfalls eine unterschiedlich hohe Beeinflußbarkeit des Stromverbrauchs zu konstatieren. Während bei einer tendenziell kurzfristigen Betrachtungsweise - nicht zuletzt aufgrund einer fehlenden Substituierbarkeit bzw. einer objektbedingten Inflexibilität von Elektrizität - kaum Beeinflussungsmöglichkeiten für ein EVU bestehen, sind bei einer langfristigen Sichtweise deutliche Verbrauchseffekte zu erzielen, wie zahlreiche empirische Studien belegen.

(3) Distributionspolitik

Die Distributionspolitik umfaßt alle betrieblichen Aktivitäten, die mit der Versorgung der Verbraucher bzw. Verwender mit Gütern und Dienstleistungen verbunden sind (vgl. NIESCHLAG/DICHTL/HÖRSCHGEN 1985,S.362). Die Möglichkeiten der EVU, im Rahmen ihrer Distributionspolitik eine aktive Beeinflussung des Stromverbrauchs zu bewirken, sind "... sowohl durch die physikalischen Eigenschaften der Elektrizität als auch durch die rechtlichen Besonderheiten der Elektrizitätsversorgung geprägt" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.570).

Wenn der Begriff der Distributionspolitik sehr eng ausgelegt wird und auf die Versorgung der Verbraucher mit Elektrizität eingeschränkt wird, bestehen für ein EVU praktisch keine Möglichkeiten, eine aktive stromverbrauchsbeeinflussende Distributionspolitik zu betreiben. Durch Konzessions- und Demarkationsverträge[2] wird jedem EVU innerhalb eines Versorgungsgebietes die alleinige Elektrizitätsdistribution garantiert. Dabei "führt ... die Leitungsgebundenheit des elektrischen Stroms dazu, daß die EVU zum Zwecke der physischen Distribution der Elektrizität ein Leitungsnetz errichten und unterhalten müssen" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.570). Ferner verhindert die

---

[1] Zu einem historisch aufgebauten Überblick zu den verschiedenen staatlichen Beeinflussungsmöglichkeiten auf die Preisbildung eines EVU vgl. FISCHER-ZACH 1975.

[2] Vgl. ausführlich hierzu 2.1.2.2.

mangelnde Speicherbarkeit der Elektrizität den Aufbau und Einsatz von Zwischenlagern, so daß der Direktabsatz technisch vorprogrammiert ist. Rechtliche Vertragskonstruktionen, bei denen ein indirekter Absatzweg geschaffen wird, indem ein EVU nur die Position eines Verteilerunternehmens einnimmt, sind zwar möglich und praktisch sehr verbreitet, haben aber kaum bedarfslenkende Wirkungen. Dem Verbraucher ist es letztendlich egal, von wem er seinen Strom bekommt[1]. Bedarfslenkungschancen ergeben sich jedoch durch Abschaltungen, d.h. dem zeitweisen oder ständigen Ausschluß eines Kunden (oder bestimmter Elektrogeräte) von der Stromversorgung. Dabei steht erneut die Leistungskomponente des Stromverbrauchs im Vordergrund (vgl. dazu auch BERG 1981,S.89ff.). Die (bisher) geringe praktische Bedeutung von Abschaltungen (vgl. dazu RAFFÉE/FRITZ 1980,S.570f.) und hohe Akzeptanzprobleme auf seiten der Verbraucher (vgl. dazu HORN/RAMMNER/ SCHOLZ 1978,S.119ff.) führen jedoch dazu, auch die Bedarfslenkungschancen durch Abschaltungen momentan als sehr gering einzustufen.

Größere Bedarfslenkungschancen ergeben sich bei einer **weiten Begriffsauslegung der Distributionspolitik** eines EVU. Da Elektrizität nur über Geräte abgesetzt werden kann, mit denen eine Energieumwandlung erfolgen kann (vgl. HAAS 1975,S.56f.), ist es gerechtfertigt, die Distributionspolitik der EVU auf diese Geräte auszudehnen. Als Möglichkeiten der EVU, den Absatz von Elektrogeräten zu beeinflussen, sind zu erwähnen (vgl. dazu HAUSCHILDT 1964,S.163ff.; HAAS 1975,S.57; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.571):

- Die Kooperation mit Elektrogeräteherstellern (vgl. dazu auch WINKELMANN 1967,S.11), indem etwa gemeinsame Beratungsstellen unterhalten oder gemeinsame Informations- und Verkaufsveranstaltungen abgehalten werden;
- Finanzierungshilfen für die Anschaffung von Elektrogeräten;
- Elektrogeräte-Leasing oder Vermietung,
- eigene Herstellung von Elektrogeräten.

Auch wenn diese Möglichkeiten zweifelsohne vorhanden und von den EVU aufgegriffen worden sind, so werden sie bislang nicht in dem Maße genutzt, um auf diese Weise größere Bedarfslenkungserfolge zu erzielen (vgl. HAAS 1975,S.57ff.; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.571). Um diesen Teil der Distributionspolitik der EVU in eine (formalisierte) Absatzplanung zu integrieren, mangelt es ferner an jedem statistisch gesicherten, quantitativen Zusammenhang zwischen dem Stromverbrauch und diesen einzelnen, potentiellen distributionspolitischen Instrumenten.

---

[1] Zumindest existieren keine empirisch abgesicherten Aussagen über Zusammenhänge zwischen der Höhe des Stromverbrauchs und dem versorgenden EVU. Denkbar wäre jedoch ein Zusammenhang dergestalt, daß von einem EVU, das nicht Atomstrom produziert, zumindest von einem Teil der Bevölkerung mehr Strom bezogen wird, als von einem EVU, das seine Versorgung mit Hilfe von Kernkraftwerken sichert.

(4) Kommunikationspolitik

Die Kommunikationspolitik, welche "... die bewußte Gestaltung der auf den Markt gerichteten Informationen eines Unternehmens ..." (MEFFERT 1986,S.443) beinhaltet, umfaßt die (klassische) Werbung, die Verkaufsförderung (sales promotion), die Öffentlichkeitsarbeit (public relations) und den persönlichen Verkauf (vgl. dazu z.B. KOTLER 1982,S.487ff.; ZENTES 1983,S.176; MEFFERT 1986, S.443ff.). Aufgrund der technischen Besonderheiten der Elektrizität kommt von diesen Elementen des Kommunikationsmix der persönliche Verkauf für die EVU nicht in Frage. Die anderen drei Elemente wurden dagegen in den letzten Jahrzehnten im hohen Maße von den EVU eingesetzt (vgl. dazu HAUSCHILDT 1964,S.175ff.; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.571).

Die **Werbung**, das klassische Instrument der Kommunikationspolitik, wird in einem EVU mit dem Problem konfrontiert, "... ein an sich abstraktes, nicht greifbares Gut darzustellen" (RAFFÉE/FRITZ 1980, S.572), das sich auch mit dem Begriff der Energiedienstleistung (vgl. dazu z.B. BAUERSCHMIDT 1985,S.26f.) umschreiben läßt. Zur Lösung dieser Problematik bietet sich eine verwendungszweckorientierte Werbetätigkeit oder der Aufbau eines Elektrizitätsimages an (vgl. dazu HAAS 1975,S.71ff.; RAFFÉE/FRITZ 1980,S.572). Beide Möglichkeiten wurden von den EVU in der Vergangenheit wahrgenommen, ohne daß Ergebnisse über die tatsächlichen Wirkungen der Werbung auf den Stromverbrauch vorliegen. Eine in den USA von GATES durchgeführte Studie impliziert sogar eine weitestgehende Ineffizienz der Werbung von EVU (vgl. ferner auch LYMAN 1972, S.136). So folgert GATES (1973,S.236) aus seinen Ergebnissen:

> "... analysis of the determinants of residential electricity sales indicates that the prohibition or limitation of electric utility advertising is not likely to have much effect on the rapid increases in residential electricity sales."

Vorwiegend wurde bislang von den EVU die **Verkaufsförderung** als Kommunikationsmittel eingesetzt (vgl. auch RAFFÉE/FRITZ 1980,S.571). Dabei liegt der Schwerpunkt verkaufsfördender Maßnahmen durch die EVU in umfangreichen Beratungstätigkeiten (vgl. dazu auch REITER 1973,S.4ff.), Schulungen sowie der Durchführung von Ausstellungen und Sonderschauen (vgl. dazu HAAS 1975,S.67ff.). Aber auch in diesem Zusammenhang existieren keine Erkenntnisse über die quantitativen Wirkungen der Verkaufsförderung.

Die **Öffentlichkeitsarbeit** spielt für die EVU schließlich eine besondere Rolle (vgl. dazu auch MANN/RUMPF 1979,S.870), da "... EVU im Bereich des öffentlichen Interesses stehen und ihrer Öffentlichkeitsarbeit mehr Beachtung geschenkt wird als der anderer Unternehmen ..." (HAAS 1975,S.79). Denn "der besondere soziale und ökologische Bezug der Stromproduktion und Stromverwendung bedarf einer grundlegenden, aber auch ausgewogenen Berücksichtigung im Rahmen der Öffentlichkeitsarbeit" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.572). Hier liegt bei den EVU sicherlich einiges im Argen, "wie der Stil der Auseinandersetzungen um das Problem der Kernenergie gezeigt hat ..."(RAFFÉE/FRITZ 1980,S.572).

Fassen wir die Möglichkeiten der EVU zusammen, mit Hilfe ihres kommunikationspolitischen Instrumentariums eine Bedarfslenkung zu erzielen, so müssen diese sehr positiv eingeschätzt werden. In der Praxis werden dagegen sehr geringe Bedarfslenkungserfolge erzielt (vgl. dazu GATES 1973,S.235f.; FREDEKE 1976,S.664). RAFFÉE/FRITZ (1980,S.572) führen dieses nicht zuletzt auf eine unzulängliche Marketing-Forschung der EVU zurück.

Insgesamt haben die vorstehenden Ausführungen gezeigt, daß "die Verwirklichung eines bedarfslenkenden Marketing ... durch eine Reihe von Faktoren innerhalb und außerhalb der EVU eingeschränkt (wird)" (RAFFÉE/FRITZ 1980,S.573). Die technischen und rechtlichen Gegebenheiten der Elektrizitätsversorgung führen zu einer erheblichen Handlungsbeschränkung auf seiten der EVU, den Stromverbrauch zu beeinflussen und verhindern häufig sogar, daß marketingpolitische Maßnahmen beim Verbraucher greifen. Da die Wirkung bisheriger Marketingmaßnahmen auf den Stromverbrauch nur in Ausnahmefällen exakt quantifiziert werden kann, darüber hinaus im allgemeinen sehr gering ausfällt, kommt einer Marketing-Planung im EVU eine nur sehr geringe Verbreitung zu. Im augenblicklichen Forschungs- und Praxisstand dienen die Marketing-Instrumente lediglich dazu, den prognostizierten, unbeeinflußten Stromverbrauch geringfügig zu modifizieren. Damit ist die Absatzprognose bzw. der Absatzplan als Ergebnis einer Stromverbrauchsprognose die entscheidende Determinante in der Planung eines EVU. Die gegenüber anderen Unternehmungen erheblich eingeschränkten Möglichkeiten, den Absatz aktiv zu beeinflussen, führen dazu, daß eine exakte und detaillierte Prognose um so wichtiger wird.

Ferner hat die Analyse des absatzpolitischen Instrumentariums deutlich gemacht, daß die Absatz- (Stromverbrauchs-) prognose für ein EVU in Abhängigkeit vom Betrachtungszeitraum einen unterschiedlichen Stellenwert besitzt. Während längerfristig gesehen einige Möglichkeiten existieren, den Stromverbrauch bedarfslenkend zu beeinflussen, muß sich das EVU kurzfristig gesehen vollständig an dem prognostizierten Stromverbrauch ausrichten. Hieraus resultiert die **besondere, herausragende Stellung einer kurzfristigen Stromverbrauchsprognose** innerhalb der Unternehmungsplanung eines EVU[1].

Die weiteren Charakteristika in der Unternehmungsplanung eines EVU - insbesondere die **hohe Unsicherheit** - führen eher zu qualitativen Anforderungen an eine kurzfristige Stromverbrauchsprognose und -analyse. Da diese Anforderungen ausführlich Gegenstand späterer Kapitel sein werden (vgl. dazu insbesondere 5.), wollen wir diesen Punkt an dieser Stelle nicht weiter vertiefen.

2.3 Zusammenfassung

Zusammenfassend können wir folgende Schlußfolgerungen ziehen: Ein EVU, das **keine kurzfristige Stromverbrauchsprognose** aufstellt, kann

---

[1] Vgl. dazu auch SEELYE (1946,S.79ff.), der bereits vor über 40 Jahren die Bedeutung einer Stromverbrauchsprognose im Rahmen der Unternehmungsplanung eines EVU betont.

keine fundierte Planung durchführen. Die Verwirklichung der Ziele der Planung wird in hohem Maße gefährdet. Dieses trifft u.a. auch auf die Schaffung und Erhaltung einer ausreichenden Flexibilität als einem Ziel der Planung (vgl. dazu auch 1.4) zu. Ein EVU, das keine - oder nur eine sehr unzureichende - kurzfristige Stromverbrauchsprognose aufstellt, kann daher nicht die notwendige (gezielte) Flexibilität[1] schaffen und erhalten. Da eine gezielte Flexibilität gegenüber einer ungezielten Flexibilität grundsätzlich zu präferieren ist[2], besteht für eine EVU die unabdingbare Notwendigkeit zu einer kurzfristigen Stromverbrauchsprognose und -analyse, um über einen "optimalen Grad an Flexibilität" verfügen zu können. Daß eine kurzfristige Stromverbrauchsprognose und -analyse nur eine Voraussetzung hierfür bildet, bedarf bei der Komplexität und Vielfalt des Flexibilitätsphänomens (vgl. ausführlich dazu 1.3) eigentlich keiner Erwähnung, sollte aber auch niemals vergessen werden.

Abschließend sollen die wesentlichen Ergbnisse der vorangegangenen Ausführungen zusammengefaßt werden und der **Beitrag**, den eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse zur Flexibilität eines EVU zu leisten vermag, konkreter bestimmt werden. Dieses erfolgt mit Hilfe der Flexibilitätsvoraussetzungen.

(1) Ausreichende Varietät

Varietät bzw. Flexibilität i.e.S. wird in einem EVU in erster Linie bei dem **Versorgungsnetz** und bei den **Stromerzeugungskapazitäten** benötigt. Konkret ist hierunter etwa die Anzahl der Möglichkeiten zu subsumieren, einen bestimmten Kunden mit dem bestehenden Netz zu versorgen (vgl. dazu auch 2.1.2.3), oder im Zusammenhang mit den Stromerzeugungskapazitäten die Varietät eines Kraftwerks, also die Anzahl der verschiedenen möglichen Leistungen, die mit Hilfe dieses Kraftwerks erzeugt werden können.

Zu dieser Voraussetzung der Flexibilität kann eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse **keinen direkten Beitrag** leisten. Die Bereitstellung einer ausreichenden Varietät ist fast ausschließlich ein technisches Problem, wie auch die beiden obigen Beispiele deutlich werden lassen.

Dennoch kann auch eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse **(indirekt)** dazu **beitragen**, daß in einem EVU die notwendige Varietät vorhanden ist. Indem die Bandbreiten des möglichen zukünftigen Stromverbrauchs aufgezeigt werden, wird das EVU durch die Prognose in die Lage versetzt, eine entsprechende Varietät bereitzustellen.

(2) Informative Umweltkopplung

Da sich für ein EVU die Kopplung an die Umwelt letztendlich immer im Stromverbrauch manifestiert, können Informationen über den Stromver-

---

[1] Zur Unterscheidung von gezielter und ungezielter Flexibilität vgl. 1.3.3.

[2] Zur Begründung vgl. ebenda.

brauch dazu herangezogen werden, eine informative Umweltkopplung herzustellen. Die Prognose und Analyse des Stromverbrauchs liefert derartige Informationen, wodurch eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse **per se** einen erheblichen Beitrag zur informativen Umweltkopplung eines EVU leistet.

Dieser Beitrag läßt sich genauer bestimmen, wenn der **typische Verlauf des Stromverbrauchs** (vgl. auch Abb.2.3-1) näher analysiert

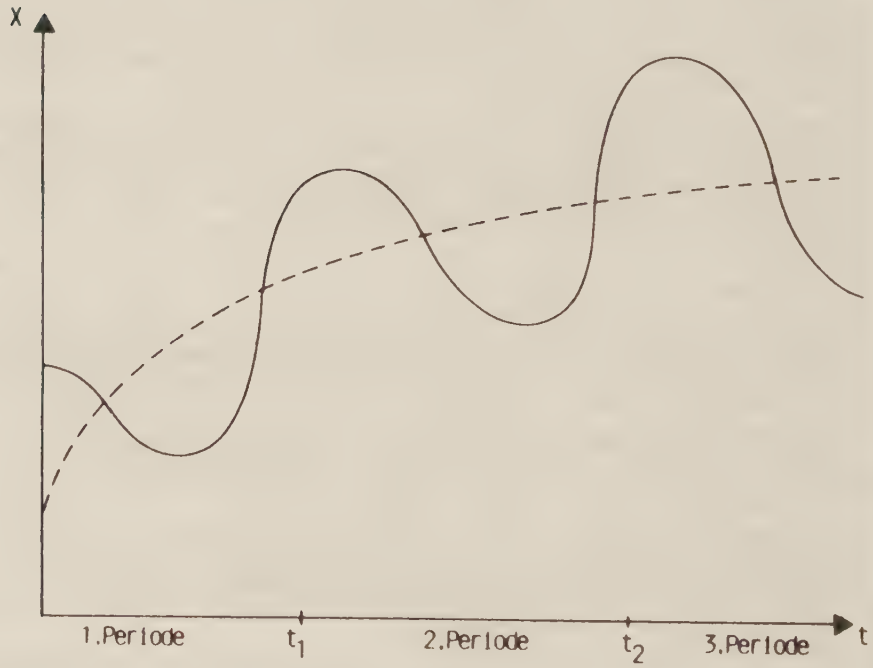


Abb.2.3-1: Typischer Verlauf des Stromverbrauchs im Zeitablauf

wird. Aus diesem lassen sich verschiedene Anpassungsnotwendigkeiten für ein EVU ablesen:

- Zum einen muß das EVU in der Lage sein, sich an die innerhalb einer Periode auftretenden Schwankungen des Stromverbrauchs anzupassen (**intraperiodaler** Anpassungsbedarf). Dieses beinhaltet für ein EVU einerseits die (quantitativen) Fähigkeiten, sowohl den minimal, als auch den maximal auftretenden Stromverbrauch und die damit verbundenen Wirkungen auf das EVU selber[1] zu bewältigen. An-

[1] Hierunter sind in erster Linie die finanziellen Konsequenzen der starken Schwankungen zu subsumieren.

dererseits muß das EVU auch aus zeitlichen Aspekten dazu in der Lage sein, die innerhalb einer Periode auftretenden Stromverbrauchsschwankungen zu kompensieren.

- Zum anderen entsteht ein Anpassungsbedarf zwischen mehreren Perioden (**interperiodaler** Anpassungsbedarf). Dieser betrifft einerseits vor allem die Fähigkeiten eines EVU, den maximal in einer Periode auftretenden Stromverbrauch zu decken, andererseits die Fähigkeit, sich an die vielfältigen Veränderungen anzupassen, die aus einem veränderten Stromverbrauch resultieren. Letzterer läßt sich in globaler Weise durch einen Trend - in Abb.2.3-1 als Sättigungskurve dargestellt - wiedergeben.

Je frühzeitiger ein EVU über den genauen, tatsächlichen Verlauf des Stromverbrauchs informiert ist, um so besser kann dem entsprechenden Anpassungsbedarf begegnet werden. Erst durch eine Stromverbrauchsprognose wird das EVU dazu befähigt, sich mit Hilfe gezielter und geplanter Flexibilität anzupassen. Ohne eine Stromverbrauchsprognose kann die Anpassung immer erst im Zeitpunkt der Umweltveränderung wahrgenommen werden; eine Anpassung wird immer nur mit Hilfe ungezielter oder z.T. auch ungeplanter Flexibilität vollzogen. Damit ist eine **Stromverbrauchsprognose** in ihrer Funktion der informativen Umweltkopplung eine **notwendige Voraussetzung**, damit sich ein EVU mit Hilfe einer gezielten und geplanten Flexibilität anpassen kann.

Die Bedeutung einer **kurzfristigen Stromverbrauchsprognose** in diesem Zusammenhang liegt vor allem in der Bestimmung eines (jährlichen) **intraperiodalen Anpassungsbedarfs**. Während eine langfristige Stromverbrauchsprognose durch Vorhersage der jährlichen Verbrauchsänderungen und/oder der jährlich auftretenden Bedarfsspitze Voraussetzung zur Deckung des interperiodalen Anpassungsbedarfs ist, weist eine kurzfristige Stromverbrauchsprognose auch auf den innerhalb eines Jahres bestehenden Anpassungsbedarf hin.

Daneben leistet eine **kurzfristige Stromverbrauchsprognose** aber auch einen erheblichen Beitrag zur Deckung des zwischen zwei Jahren auftretenden **interperiodalen Anpassungsbedarfs**. So wird etwa durch die Prognose des monatlichen Stromverbrauchs im kommenden Kalenderjahr auch der Anpassungsbedarf zwischen aktuellem Jahr und Prognosejahr bestimmt. Der Vorteil gegenüber einer Langfristprognose, in der dieser Anpassungsbedarf u.a. auch ermittelt wird, liegt darin, daß die Kurzfristprognose für einen derartig kurzen Prognosezeitraum wesentlich genauer ist.

(3) Selektionsverstärkung

Um bei Umweltveränderungen adäquate Anpassungsmaßnahmen auswählen zu können, muß das EVU die Wirkungen verschiedener in Frage kommender Maßnahmen beurteilen können. Bzgl. dieser Voraussetzung der Flexibilität erfüllt eine Stromverbrauchsprognose eine Doppelfunktion: Zum einen dient sie dazu, die Wirkungen aufzuzeigen, die eine bestimmte Anpassungsmaßnahme in der Umwelt bewirkt und die sich letztlich immer im Stromverbrauch niederschlagen muß; zum anderen kann mit Hilfe einer Stromverbrauchsprognose eine Bewertung von Anpassungsmaßnahmen erfolgen, da die Höhe des Stromverbrauchs in ihrer Funktion als Umsatz einen wichtigen Indikator für den Zielerreichungsgrad eines EVU repräsentiert.

Die Bedeutung einer **kurzfristigen** Stromverbrauchsprognose liegt e
sprechend darin, daß mit ihrer Hilfe die kurzfristigen Wirkungen
bestimmter Anpassungsmaßnahmen aufgezeigt werden können. Auch wen
Anpassungsmaßnahmen nicht allein anhand kurzfristiger Aspekte beu
teilt werden dürfen, so ist eine kurzfristig ausgerichtete Beurte
lung doch zumindest notwendiger Bestandteil bei der Selektion ein
Anpassungsmaßnahme.

(4) Ausreichende Reaktionsschnelligkeit

Ohne eine Prognose können Umweltveränderungen frühestens dann be-
merkt werden, wenn sie bereits eingetreten sind. Eine Prognose ka
somit die gesamte Reaktionszeit verkürzen, wenn sie bereits vor Ei
tritt einer Umweltveränderung auf diese aufmerksam macht[1]. Je frü
dieses geschieht, um so kürzer ist die Reaktionszeit. Damit erlang
zunächst eine **langfristige Stromverbrauchsprognose** zentrale Bedeu-
tung. Denn je langfristiger eine Prognose ausgerichtet ist, um so
frühzeitiger können die am Ende des Prognosehorizontes liegenden
Umweltveränderungen bemerkt werden. Auf der anderen Seite besteht
jedoch die Gefahr, daß es sich bei einer solchen Langfristprognose
lediglich um eine Projektion der Vergangenheit handelt. Wichtige,
relevante Umweltveränderungen werden mit dieser nicht erfaßt. Dies
mit einer längerfristig orientierten Prognose verbundenen Gefahren
sind in den vergangenen Jahren auch recht drastisch im Zusammenhan
mit Stromverbrauchsprognosen aufgetreten. Die z.T. sehr langfristi
gen Stromverbrauchsprognosen haben eine Anpassung verhindert, da d
jeweils aktuellen und relevanten Umweltveränderungen aufgrund der
langfristigen Ausrichtung der Prognosen unbemerkt blieben.

Damit erlangt eine **kurzfristige Stromverbrauchsprognose** zentrale
Bedeutung. Diese ist in der Lage, die wirklich zu beachtenden An-
passungsnotwendigkeiten zu identifizieren; es werden nur solche Um
weltveränderungen vorhergesagt, auf die unbedingt reagiert werden
muß.

Die **kurzfristige Stromverbrauchsanalyse** bewirkt ferner, daß sich
abzeichnende Umweltveränderungen so frühzeitig wie möglich fest-
stellen lassen.

(5) Anpassungsbereitschaft

Auch für das Vorhandensein einer ausreichenden Anpassungsbereit-
schaft ist die kurzfristige Stromverbrauchsprognose eine notwendig
Voraussetzung. Je kurzfristiger eine Prognose ausgerichtet ist, um
so größer ist der Handlungsbedarf, der durch diese angezeigt wird.

Zusammenfassend ist damit die Bedeutung einer Stromverbrauchsprogn
se im allgemeinen und einer kurzfristigen Stromverbrauchsprognose
im besonderen für die Erhaltung und Schaffung einer ausreichenden
Flexibilität in einem EVU evident: eine (kurzfristige) Stromver-
brauchsprognose und -analyse leistet zu jeder Voraussetzung der Fle

[1] Dabei bleibt dieses "Erkennen" einer Umweltveränderung imme
mit einem Restrisiko (Prognoseunsicherheit) behaftet.

xibilität einen wesentlichen Beitrag. Diese besondere Bedeutung einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose für die Flexibilität eines EVU läßt es gerechtfertigt erscheinen, sich derart intensiv mit der Gestaltung eines Modells zur kurzfristigen Stromverbrauchsprognose und -analyse zu beschäftigen, wie dieses in der vorliegenden Arbeit der Fall ist.

3. Die Möglichkeiten zur Gestaltung eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells

Im vorherigen Kapitel wurde herausgearbeitet, daß sich ein EVU anpassen sollte, und daß zur Schaffung und Erhaltung der dafür notwendigen Flexibilität eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse vom EVU erstellt werden muß. Im folgenden ist nun zu klären, welche grundsätzlichen Gestaltungsmöglichkeiten einem EVU dafür zur Verfügung stehen[1]. Die herausgearbeiteten grundsätzlichen Gestaltungsmöglichkeiten bilden einerseits den Ausgangspunkt für das zu entwickelnde Modell und können andererseits für einen Vergleich zwischen dem gewählten Modell bzw. dessen Wirkungen und anderen grundsätzlichen Gestaltungsmöglichkeiten herangezogen werden (vgl. dazu 5.).

3.1 Konzeptionalisierung

Um ein Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell entwickeln zu können, das dem Flexibilitätsziel eines EVU in besonderem Maße zuträglich ist, soll eine (Stromverbrauchs-) Prognose in einzelne **Gestaltungsdimensionen** aufgespalten werden, da die **dimensionalisierte Betrachtungsweise** eine wesentlich genauere Beurteilung eines (Stromverbrauchs-) Prognosemodells erlaubt. Dabei wird bei der reinen Deskription der Gestaltungsmöglichkeiten zunächst davon ausgegangen, daß die Kriterien, nach denen eine Stromverbrauchsprognose und -analyse in unterschiedliche Dimensionen aufgespaltet werden, **unabhängig voneinander** sind. Erst abschließend soll beachtet werden, "... daß die vorkommenden Kriterien nicht sämtlich unabhängig voneinander angewendet werden können" (BROCKHOFF 1977,S.36).

Im folgenden beschränken wir uns auf die explizite Betrachtung der **Prognose**. Die (Stromverbrauchs-) **Analyse** läßt sich u.E. unter einer (Stromverbrauchs-) Prognose subsumieren, indem die Analyse als Teil des gesamten Prognoseprozesses aufgefaßt wird[2]. Insofern sprechen wir in diesem Kapitel i.d.R. nur von einer (Stromverbrauchs-) Prognose, wobei jedoch implizit die Analyse des Stromverbrauchs mit eingeschlossen ist.

Die **Möglichkeiten, Prognosen in einzelne Gestaltungsdimensionen aufzuspalten**, sind nahezu unübersehbar. Wir wollen auf die verschiedenen, in der Literatur vorzufindenden Dimensionalisierungsversuche (vgl. dazu z.B. KNESCHAUREK 1968,S.40ff.; SCHMIDT 1971,S.69ff.; ROGGE 1972,S.13ff.; WOOD/FILDES 1976,S.6ff.; BROCKHOFF 1977,S.36ff.; FRERICHS/KÜBLER 1980,S.3ff.; GRANGER 1980,S.6ff.; HANSMANN 1983, S.12f.; u.v.a.m.) nicht näher eingehen. Zum einen handelt es sich hierbei um generelle Ansätze, die wesentliche Aspekte und Probleme

---

[1] Obwohl sich die Arbeit auf eine kurzfristige Stromverbrauchsprognose und -analyse beschränkt, sollen die Gestaltungsmöglichkeiten umfassender beschrieben werden, da dieses für das gesamte Problemverständnis u.E. unabdingbar ist.

[2] I.e. wird eine Analyse des Stromverbrauchs bei der Aufstellung eines Erklärungsmodells und vor allem im Rahmen der Kontrolle der Prognoseergebnisse vorgenommen.

von Stromverbrauchsprognosen nicht abbilden, zum anderen sprechen diese Dimensionalisierungsversuche i.d.R. nur einige wenige Gestaltungsdimensionen von Prognosen an oder sind nicht miteinander kompatibel. Daher würde eine detaillierte Diskussion der einzelnen Vorschläge relativ unergiebig bleiben. Wir wollen diese Ansätze nur dazu heranziehen, eine eigene, auf Stromverbrauchsprognosen zugeschnittene, Dimensionalisierung zu entwickeln.

Auch die **Versuche, bzgl. Stromverbrauchsprognosen** (vgl. dazu z.B. WIGGINS 1981,S.2; EINHORN 1981,S.1ff.; BELL 1983,S.2) und **Energieprognosen** (vgl. dazu z.B. COBLE 1966,S.351ff.; BURCHARD 1968, S.17ff.; WINJE 1977,S.17ff.; SCHNELL 1977,S.521ff.; BAUERSCHMIDT 1985,S.45ff.; HÄRTER 1985,S.31ff.) **verschiedene Gestaltungsdimensionen** zu unterscheiden, vermögen nicht zu überzeugen.

Im allgemeinen wird explizit lediglich zwischen verschiedenen Prognoseverfahren unterschieden; Vorschläge, die nach mehreren Kriterien eine Unterscheidung vornehmen, bleiben höchst unvollständig.

Die **Ableitung von Gestaltungsdimensionen** einer Prognose muß sich u.E. an der pragmatischen Fragestellung orientieren, **was** auf **welche Art und Weise, wie** prognostiziert werden soll.

Danach lassen sich als Gestaltungsdimensionen einer Prognose unterscheiden:

- Der **Prognosegegenstand** (Was?) - differenziert nach zeitlichen, räumlichen und sachlichen Aspekten;
- das **Prognoseverfahren** (Welche Art und Weise?);
- die **Prognoseaussagen** (Wie?).

3.2 Die Gestaltungsmöglichkeiten einer Stromverbrauchsprognose

3.2.1 Der Prognosegegenstand

Für die Klassifikation von Prognosen nach dem Prognosegegenstand bieten sich zahlreiche Ansatzpunkte an. Für eine erste, grobe Unterscheidung kann der Prognosegegenstand nach sachlichen, räumlichen und zeitlichen Aspekten differenziert untersucht werden[1].

(1) Sachliche Aspekte einer Stromverbrauchsprognose

Die sachlichen Aspekte des Prognosegegenstandes betreffen nach unserer Auffassung die **Art**, den **Detaillierungsgrad** und die **Kontrollierbarkeit** der zu prognostizierenden Größe.

Nach der **Art der zu prognostizierenden Größe** (vgl. dazu z.B. BROCKHOFF 1977,S.39) lassen sich - ohne Anspruch auf Vollständigkeit und Überschneidungsfreiheit - unterscheiden (vgl. dazu auch ASCHER 1979, S.38ff.):

---

[1] Vgl. zu dieser Unterteilung auch GRAF 1969,S.39ff.

- Bevölkerungsprognosen (vgl. dazu PRESSART 1972; GRANGER 1980, S.167ff.);
- Ökonomische Prognosen;
- Energieprognosen;
- Verkehrsprognosen (vgl. dazu z.B. ASCHER 1979,S.142ff.);
- Technologische Prognosen (vgl. dazu z.B. BRIGHT 1968; ROMAN 1970, S.127ff.; BRIGHT/SCHOEMAN 1973; STAUDT 1974; KAHN 1976; MARTINO 1983; u.v.a.m.);
- Metereologische Prognosen (vgl. dazu z.B. KAISER 1980,S.209ff.);
- Ökologische Prognosen (vgl. dazu z.B. FENDT 1980,S.174ff.; KAISER 1980,S.493ff.).

Eine **Stromverbrauchsprognose** läßt sich als **Energieprognose** oder als **ökonomische Prognose** interpretieren.

Bei einer **Energieprognose** wird der gesamte Energieverbrauch prognostiziert. Zusätzlich wird bei derartigen Prognosen häufig die Frage geklärt, in welchem Umfang die verschiedenen Energieträger zur Deckung des zukünftigen Energieverbrauchs beitragen werden. Auf diese Art und Weise läßt sich u.a. auch eine Stromverbrauchsprognose erstellen[1]. Diese Sichtweise herrscht bei längerfristigen Überlegungen und energiepolitischen Fragestellungen vor[2].

Für eine betriebswirtschaftliche Untersuchung ist jedoch die zweite Interpretationsweise interessanter. Der Stromverbrauch entspricht in einem EVU der Absatzmenge und ist damit eine wichtige **ökonomische Größe**. Daß die Prognose des Stromverbrauchs für ein EVU auch innerhalb einer umfassenderen Energieprognose erfolgen kann, spielt dabei eine untergeordnete Rolle: die Energieprognosen werden aus einer ökonomischen Sichtweise gesehen und verwendet.

Ferner ist hinsichtlich der Art der zu prognostizierenden Größe darauf hinzuweisen, daß sich die **verschiedenen Arten ergänzen** können. So ist innerhalb einer Stromverbrauchsprognose beispielsweise eine Bevölkerungsprognose (vgl. dazu z.B. WILDE 1980,S.354ff.; HOLLAND 1984,S.79ff.) oder eine technologische Prognose (vgl. dazu z.B. WILDE 1980,S.358f.; HOLLAND 1984,S.125ff.) einzubeziehen.

Die zu prognostizierende Größe kann nach verschiedenen Kriterien weiter aufgegliedert werden. Hierdurch wird der **Detaillierungsgrad** einer Prognose bestimmt. Für eine Stromverbrauchsprognose bieten sich als Gliederungskriterien die verschiedenen Möglichkeiten zur Gliederung einer Absatzsegmentrechnung (vgl. dazu insbesondere KÖHLER 1981,S.19ff.) an. Dabei kommt vor allem eine Gliederung nach **Kundengruppen, Produktgruppen** und nach **Verkaufsgebieten** in Frage. Da wir räumliche Aspekte des Prognosegegenstandes separat diskutieren,

---

[1] Vgl. dazu statt vieler GRUNWALD/WEISS/PÜTZSTÜCK 1980, die auf diese Weise u.a. den Stromverbrauch der Bundesrebublik Deutschland langfristig prognostizieren.

[2] Vgl. dazu auch ASCHER (1979,S.93), der den generellen Zweck von Energieprognosen darin sieht, daß "energy forecasting is required to prevent actual shortages of energy supplies and, more broadly, to avoid situations in which policy makers are forced to provide energy very inefficiently".

wollen wir uns an dieser Stelle nur kurz mit der Gliederung des Stromverbrauchs nach Kunden- und Produktgruppen beschäftigen.

Bei einer nach **Kundengruppen** aufgegliederten Stromverbrauchsprognose können in erster Linie

- technische,
- rechtliche oder
- sozio-ökonomische

Kriterien zur Abgrenzung der einzelnen Kundengruppen herangezogen werden.

Bei einer **technisch** ausgerichteten Untergliederung einer Stromverbrauchsprognose, ist eine Differenzierung in Niederspannungs-, Mittelspannungs- und Hochspannungskunden vorzunehmen. Diese Unterteilung geht auf die verschiedenen Spannungsebenen zurück, mit denen eine Elektrizitätsversorgung der Kunden erfolgen kann (vgl. dazu z.B. auch HEUCK/DETTMANN 1984,S.37ff.).

Wird eine **rechtlich** orientierte Untergliederung der Kundengruppen zugrundegelegt, so ist vor allem zwischen Tarif- und Sondervertragskunden[1] zu differenzieren. Darüber hinaus bietet sich eine Aufteilung in den Betriebsverbrauch, den Verbrauch der Letztabnehmer und den Verbrauch der Verteilerunternehmen an. Den Betriebsverbrauch benötigt das EVU für Eigenzwecke, die Letztabnehmer verbrauchen den Strom selber, und die Verteilerunternehmen verteilen den bezogenen Strom an andere EVU oder an Letztabnehmer weiter; hieraus ergeben sich ebenfalls eine Reihe rechtlicher Konsequenzen (vgl. dazu z.B. BÜDENBENDER 1982,S.296ff.).

Schließlich bietet sich eine **sozio-ökonomisch** ausgerichtete Unterteilung der Kundengruppen an. Hierbei ist in erster Linie zwischen Haushalten, Gewerbe und Landwirtschaft, öffentlichen Einrichtungen, Verkehrsbetrieben sowie Industrieunternehmungen zu differenzieren. Innerhalb dieser Kundengruppen kann eine weitere, nahezu unbeschränkt detaillierte Differenzierung vorgenommen werden. Beispielhaft sei auf eine Unterteilung der Industriekunden nach Branchen hingewiesen.

Die Untergliederung des Prognosegegenstandes nach **Produkten** oder **Produktgruppen** bereitet für die Elektrizitätswirtschaft einige Probleme. Wird unter einem Produkt ein Vermarktungsgegenstand verstanden (vgl. z.B. NIESCHLAG/DICHTL/HÖRSCHGEN 1985,S.91), so muß ein EVU als eine Ein-Produkt-Unternehmung angesehen werden. In der Literatur hat sich jedoch weitgehend ein Begriffsverständnis durchgesetzt, wonach Produkte als Problemlösungen gedeutet werden können (vgl. dazu insbesondere KERN 1979,Sp.1433ff.). Legen wir diese Interpretation zugrunde, so bieten die EVU eine unübersehbare Palette von Produkten an. Denn jedes Problem, das sich mit Hilfe von Elektrizität lösen läßt - und das sind schließlich nicht wenige -, führt zu einem eigenständigen "Produkt" (vgl. dazu auch MÖNIG 1975,S.27ff.; SOLLING 1981,S.20ff.).

---

[1] Vgl. dazu Punkt (2) in 2.2.3.

Eine derartige, weite Auffassung, wonach jedes Problem, das sich mit Hilfe von Elektrizität lösen läßt, zu einem eigenständigen Produkt eines EVU führt, ist in der Elektrizitätswirtschaft jedoch unüblich. Stattdessen wird von verschiedenen **Anwendungsbereichen** gesprochen, in denen Elektrizität verwendet werden kann. Verbreitet ist dabei eine Unterscheidung in die folgenden Anwendungsbereiche: Raumheizung, Warmwasserbereitung, Prozeßwärmebereitung, Licht- und Kraftanwendung, Personenverkehr und Güterverkehr (vgl. WILDE 1980,S.350). Da einige Anwendungen auf einzelne Kundengruppen beschränkt sind[1] und die Anwendungen, die ein und demselben Anwendungsbereich zuzuordnen sind, zwischen verschiedenen Kundengruppen sehr stark variieren können[2], ist es u.E. nicht sinnvoll, die Anwendungsbereiche als alleiniges Gliederungskriterium zur Detaillierung einer Stromverbrauchsprognose heranzuziehen. Die verschiedenen Anwendungsbereiche sollten lediglich dazu dienen, eine kundengruppenorientierte Gliederung zu verfeinern (vgl. dazu z.B. auch WILDE 1980,S.345ff.).

Neben der Art der zu prognostizierenden Größe und deren Detaillierungsgrad kann vor allem noch die **Kontrollierbarkeit** der unabhängigen Variablen (vgl. dazu z.B. PFOHL 1981,S.164) zur Kennzeichnung des Prognosegegenstandes aus sachlichen Aspekten heraus herangezogen werden. Dieses führt zu der bereits an anderer Stelle angesprochenen Differenzierung in eine Lage- bzw. Entwicklungsprognose und eine Wirkungsprognose (vgl. dazu z.B. WILD 1982,S.50ff.; TÖPFER 1976, S.80f.; MEFFERT/STEFFENHAGEN 1977,S.36f.; PFOHL 1981,S.164; u.a.m.). Eine strikte Trennung in solche Prognosen, deren Ergebnisse von der Unternehmung nicht direkt kontrolliert werden können (Lageprognose), und solche, deren Ergebnisse von der Unternehmung direkt kontrolliert werden können (Wirkungsprognose), ist jedoch nicht immer möglich. Dieses wird insbesondere noch durch das Phänomen der "self-fullfilling-prophecy" bzw. "self-destroying-prophecy" (vgl. dazu insbesondere HONOLKA 1976) verstärkt: "... (es) ist ... durchaus möglich, daß eine publizierte Prognose ... manche Menschen veranlaßt, ihr ursprünglich geplantes Verhalten zu revidieren" (ROTHSCHILD 1969, S.147). Durch die Veröffentlichung einer (Lage-) Prognose wird das Verhalten bzgl. der prognostizierten (oder einer anderen) Größe beeinflußt. Eine an sich nicht direkt zu kontrollierende Größe wird damit indirekt kontrollierbar.

Auch Stromverbrauchsprognosen lassen sich entsprechend als Lage- bzw. Entwicklungsprognose oder als Wirkungsprognose formulieren. Eine exakte Trennung ist hier aufgrund der Marktbesonderheiten (vgl. ausführlich dazu 2.) noch schwieriger durchzuführen als dieses für den allgemeinen Fall einer Prognose gilt.

---

[1] Beispielsweise besitzen Haushalte - bislang jedenfalls - keine Möglichkeiten, Elektrizität zum Personen- oder Güterverkehr zu verwenden.

[2] Man denke nur an die Warmwasserbereitung im Haushalt (in erster Linie baden und duschen) und die Warmwasserbereitung in der Industrie.

(2) Räumliche Aspekte einer Stromverbrauchsprognose

Der räumliche Aspekt des Prognosegegenstandes besitzt für Stromverbrauchsprognosen eine besondere Bedeutung. Durch die Bestimmung des räumlichen (geographischen) Bereichs, für den der Stromverbrauch prognostiziert werden soll, ergeben sich zahlreiche Beschränkungen und Implikationen für die Gestaltung anderer Dimensionen. Da wir diese Interdependenzen zusammenfassend am Ende dieses Kapitels thematisieren, wollen wir hier nur kurz die grundsätzlichen Möglichkeiten bzgl. des räumlichen (geographischen) Bereichs einer Stromverbrauchsprognose vorstellen. Es lassen sich unterscheiden:

- **Weltprognosen** (vgl. z.B. WORLD ENERGY CONFERENCE 1978; OTT/SCHILLING 1979; KAISER 1980,S.387ff.; GERWIN 1980; ARNHEM INSTITUTIONS OF ELECTRIC UTILITIES IN THE NETHERLANDS 1982), in denen der weltweite Energieverbrauch, i.d.R. nach Primärenergieträgern differenziert, vorhergesagt wird;
- Prognosen für **Länderzusammenschlüsse**, wie der International Energy Agency (IEA) einer Suborganisation der OECD (vgl. dazu OECD/IEA 1984; 1985,S.43ff) oder der EG (vgl. dazu HÄRTER 1985,S.115ff. und die dort genannte Literatur);
- **Länderprognosen** (vgl. dazu z.B. ANDERSON 1973; MOUNT/CHAPMAN/TYRRELL 1973; MCGUIRE 1982,S.45ff.; OECD/IEA 1985,S.43ff.), in denen der Stromverbrauch einzelner Staaten prognostiziert wird;
- Prognosen für **administrativ abgegrenzte Regionen**, wie die Bundesstaaten in den USA (vgl. dazu z.B. MAUNGKAEW 1975; ANDERSON/MITCHELL/MOWILL 1976; RHYNE 1976; KRISHNAN 1984; u.v.a.m.) oder einzelne Städte (vgl. dazu z.B. WILDE 1980,S.345ff.);
- Prognosen für das **Versorgungsgebiet eines EVU** (vgl. dazu z.B. PACHAURI 1974; SLOBOD 1977; EINHORN 1981; HAAR 1982; CHANG 1984; u.v.a.m.), in denen derjenige Stromverbrauch bestimmt werden soll, der in Zukunft von einem bestimmten EVU zu decken ist;
- Prognosen für **Teilbereiche des Versorgungsgebietes** eines einzelnen EVU, die beliebig fein untergliedert werden können und in erster Linie zur Netzplanung in einem EVU dienen (vgl. dazu z.B. REYNEAU 1918,S.969ff.; BURKHARDT et al. 1985,S.375ff.; sowie WILLIS/NORTCOTE-GREEN 1984,S.1190ff. und die dort genannte Literatur).

Diese unterschiedliche räumliche Abgrenzung resultiert aus dem mit einer Stromverbrauchsprognose verbundenen Prognosezweck. Darüber hinaus ist jedoch zu beachten, daß u.U. eine Kooperation zwischen verschiedenen räumlichen Stufen einer Stromverbrauchsprognose sinnvoll ist (vgl. dazu insbesondere auch OESTERWIND 1979,S.493ff.).

(3) Zeitliche Aspekte einer Stromverbrauchsprognose

Zeitliche Aspekte einer Prognose finden unter einer **Reihe von Begriffen** Eingang in die Literatur. Hier wird vor allem - z.T. synonym, z.T. mit verschiedenem Bedeutungsinhalt - von der Fristigkeit (vgl. z.B. ROSENTRETER 1977,S.10), der Zeit- (TÖPFER 1976,S.71) bzw. Geltungsdauer (FRERICHS/KÜBLER 1980,S.3), der zeitlichen Reichweite (vgl. z.B. SCHMIDT 1971,S.73; TÖPFER 1976,S.71), dem Horizont (BROCKHOFF 1977,S.20f.) und dem Zeitraum (vgl. z.B. BROCKHOFF 1977, S.20f.; PFOHL 1981,S.164; HANSMANN 1983,S.12f.) einer Prognose gesprochen. Um zu einer einheitlichen Begriffsverwendung in diesem Zu-

sammenhang zu gelangen, wollen wir von folgenden (vereinfachten) zeitlichen Aspekten einer Prognose ausgehen (vgl. Abb.3.2-1).

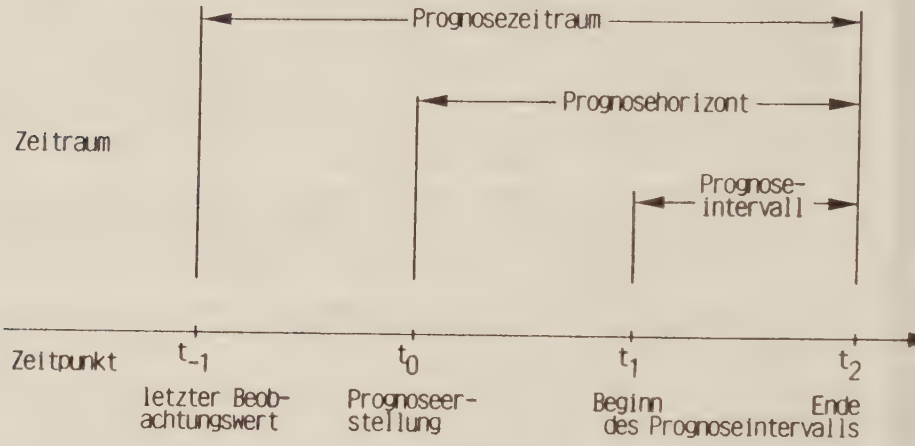


Abb.3.2-1: Zeitliche Aspekte einer Prognose

Der **Prognosezeitraum** umspannt danach die Zeitdauer zwischen "... dem jüngsten Beobachtungszeitpunkt einer exogenen Variablen und dem (letzten) Zeitpunkt, für den der Wert einer unverzögerten endogenen Variablen zu prognostizieren ist" (BROCKHOFF 1977,S.40). Demgegenüber wollen wir den **Prognosehorizont** vom Zeitpunkt der Prognoseerstellung (vgl. dazu z.B. SCHMIDT 1971,S.73; MEFFERT/STEFFENHAGEN 1977,S.37) ab messen. Das **Prognoseintervall** bezeichnet schließlich die Zeitdauer zwischen dem frühesten und dem spätesten Zeitpunkt, für den eine Prognose abgegeben wird. Fallen Beginn und Ende des Prognoseintervalls auf einen Zeitpunkt ($t_1 = t_2$), so führt dieses zum Begriff der Zeitpunktprognose. Ansonsten wird von einer Zeitraumprognose gesprochen (vgl. dazu SCHMIDT 1971,S.73; TÖPFER 1976, S.71).

Schließlich wollen wir noch den Begriff der **Prognosefrist** verwenden. Hiermit soll eine (grobe) Klassifikation des Prognosezeitraumes oder des Prognosehorizontes erfolgen. Allgemein wird zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Prognosen unterschieden, ohne daß allerdings Einigkeit über die Abgrenzung der Fristen besteht (vgl. z.B. ROGGE 1972,S.91; HANSMANN 1983,S.12). Beispielsweise ordnen MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT/MCGEE (1983,S.778) der kurzfristigen Prognose eine Frist von ein bis drei Monaten zu, während PFOHL (1981,S.164) Prognosen mit einer Frist, die bis zu einem Jahr reicht, als kurzfristig bezeichnet. "Das Operieren mit bloßen Zahlenangaben ... zeigt sich ... bei der Abgrenzung der Prognosefristigkeit als unzureichend"

(ROSENTRETER 1977, S.10)[1]. Wir wollen uns daher den zahlreichen, pragmatischer orientierten Autoren anschließen (vgl. dazu z.B. BROCKHOFF 1977, S.40f.; MEFFERT/STEFFENHAGEN 1977,S.37), wonach eine Klassifizierung der Prognosefristigkeit nach der Fristigkeit der Planung, in die die Prognose eingehen soll, universeller ist (vgl. ROSENTRETER 1977,S.10). Da die Fristigkeit der Planung ebenfalls unterschiedlich festgelegt wird (vgl. WELGE 1985,S.153), ist auch nach diesem Ansatz keine generell gültige Angabe von Zahlen zu der Fristigkeit der Prognose möglich.

Aufgrund der in der Elektrizitätswirtschaft vorherrschenden Planungsfristen (vgl. z.B. dazu VDEW 1981,S.10) lassen sich **Stromverbrauchsprognosen** nach den **Prognosefristen** folgendermaßen einteilen:

- sehr kurzfristige Prognose = Lastprognose (bis zu einer Woche)[2];
- kurzfristige Prognose (bis zu einem Jahr);
- mittelfristige Prognose (ein bis fünf Jahre);
- langfristige Prognose (fünf bis zehn Jahre).

Vorhersagen, die über einen Zeitraum von zehn Jahren hinausreichen - PFOHL (1981,S.164) spricht in diesem Zusammenhang von futurologischen Prognosen[3] -, wollen wir nicht weiter betrachten. Hier sind zusätzliche Probleme zu beachten, deren Lösung den Rahmen der vorliegenden Arbeit bei weitem sprengen würde[4].

Ferner handelt es sich bei einer Stromverbrauchsprognose i.d.R. um eine **Zeitraumprognose**. Da der Stromverbrauch eine stetige Größe ist, muß jede (sinnvolle) Stromverbrauchsprognose ein Zeitintervall betrachten[5]. Dabei stehen grundsätzlich die folgenden Alternativen zur Verfügung (vgl. auch Abb.3.2-2), die sich aus der unterschiedlichen Behandlung des Prognoseintervalls ergeben (vgl. dazu auch SULLIVAN 1977,S.18ff.; MITCHEM 1981,S.3ff.):

- Im ersten Fall wird die im Prognoseintervall auftretende **Leistungsspitze** (L) prognostiziert (Peak-Demand Models), mit:

$$L = X_{Max} \qquad \text{für} \quad X \in [t_1;t_2] \quad .$$

---

[1] URBAN (1973,S.103) spricht in diesem Zusammenhang von "metaphysischer Spekulation", da "eine universelle Aussage zur Klassifizierung von singulären Phänomenen nach kurz- oder langfristiger 'Lebenserwartung'...logisch nicht konstruierbar (ist)".

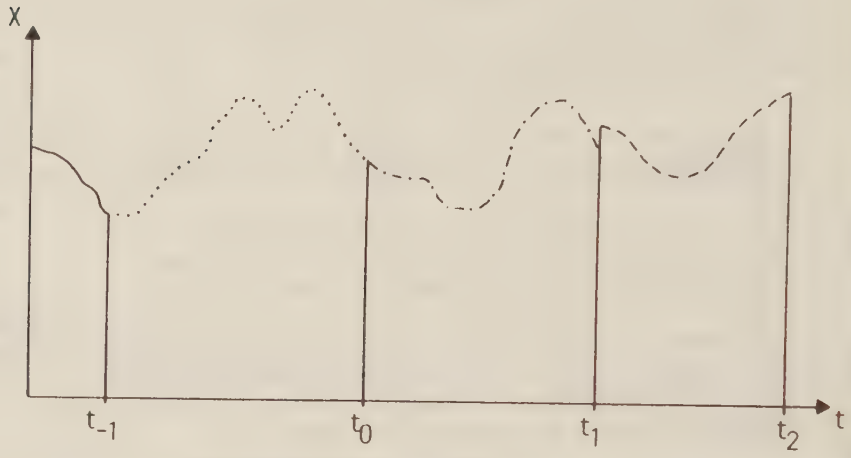
[2] KAPFERER/DISCH (1966,S.33f.) verwenden in diesem Zusammenhang den Terminus der "Routineprognose", der jedoch hier nicht verwendet werden soll, da z.B. auch langfristige Prognosen routinemäßig aufgestellt werden können.

[3] Zu einer terminologischen Abgrenzung der Prognose zur Futurologie und anderen verwandten Begriffen vgl. z.B. GISHOLT 1976,S.41ff.

[4] Vgl. hierzu z.B. die Beiträge in BRUCKMANN 1971.

[5] Die Aussage, daß im Versorgungsgebiet X am 9.12. des Jahres Y um 10 Uhr 52 und 13 Sekunden eine Netzbelastung von Z MW auftreten wird, ist - betriebswirtschaftlich gesehen - weitestgehend irrelevant.

Unerheblich ist bei dieser Prognose, zu welchem Zeitpunkt innerhalb des Prognoseintervalls die Leistungsspitze auftreten wird.



Legende: ——— bekannter Stromverbrauch der Vergangenheit

..... im Zeitpunkt der Prognoseerstellung noch nicht bekannter Stromverbrauch der Vergangenheit

- - - eintretender Stromverbrauch, der jedoch nicht in t_0 prognostiziert werden soll

------ zu prognostizierender Stromverbrauch

Abb.3.2-2: Die grundsätzlichen Alternativen einer Stromverbrauchsprognose aus zeitlicher Sicht

- Im zweiten Fall wird die gesamte im Prognoseintervall verbrauchte **Arbeitsmenge** (A) prognostiziert (Total kWh Consumption Models), mit:

$$A = \int_{t_1}^{t_2} X \, dt \; .$$

Da in diesem Fall die Arbeitsmenge Prognosegegenstand ist, kommt dem genauen Verlauf des Stromverbrauchs und der im Prognoseintervall auftretenden Leistungsspitze keine Bedeutung zu.

- Die dritte grundsätzliche Möglichkeit zur Behandlung des Prognoseintervalls ist eine **Verallgemeinerung** der ersten beiden Möglichkeiten. Dabei wird der genaue Verlauf des Stromverbrauchs im Prognoseintervall vorhergesagt (Time-of-Day oder Load-Models) also:

$$X \quad \text{für} \quad X \in [t_1;t_2] \quad .$$

Hieraus kann sowohl die Leistungsspitze als auch die Arbeitsmenge bestimmt werden (vgl. hierzu insbesondere BUNN/FARMER 1985). Dabei ist zu beachten, daß der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs für unterschiedlich große Zeiträume vorhergesagt werden kann. Das Spektrum der Möglichkeiten reicht von einer infinitesimal kleinen Zeitspanne - in diesem Fall ergibt sich ein wie in Abb.3.2-2 visualisierter, stetiger Verlauf - bis hin zu einer einzigen Prognose, d.h., das gesamte Prognoseintervall wird als ein Zeitintervall aufgefaßt. Im letzten Fall erhalten wir wiederum die zweite beschriebene Möglichkeit zur Behandlung des Prognoseintervalls, in der nur die Arbeitsmenge prognostiziert wird. Schließlich kann die Veränderung des Stromverbrauchs zum Vorjahr oder einem Basisjahr prognostiziert werden. Häufig werden in diesem Zusammenhang (direkte und indirekte) Preis- sowie Einkommenselastizitäten verwendet, mit deren Hilfe die **prozentuale Veränderung** des **Stromverbrauchs** in der Zukunft bestimmt werden soll. Obwohl in vielen Fällen der Prognosegegenstand nicht genauer spezifiziert wird, kann u.E. von keiner eigenständigen, grundsätzlichen Alternative zur Stromverbrauchsprognose gesprochen werden. Denn dieser allgemeinste Fall einer Stromverbrauchsprognose bezieht sich immer - zumindest implizit - auf die Arbeitsmenge während einer bestimmten Zeitperiode oder auf die in dieser Zeitperiode auftretende Leistungsspitze.

Abschließend zu den zeitlichen Aspekten des Stromverbrauchsprognosegegenstandes sei darauf hingewiesen, daß zwischen der Prognosefrist und der Behandlung des Prognoseintervalls erhebliche **Interdependenzen** bestehen. So dürfte offensichtlich sein, daß über einen Zeitraum von 10 Jahren eine stetige Prognose des Stromverbrauchs kaum möglich und aufgrund der Prognosen gezwungenermaßen inhärenten Imponderabilien auch wenig sinnvoll ist.

3.2.2 Das Stromverbrauchsprognoseverfahren

Die wichtigste Gestaltungsdimension von Prognosen betrifft die **Prognosemethode** bzw. das **Prognoseverfahren**. Beide Begriffe werden i.d.R. synonym verwendet (vgl. z.B. ROSENTRETER 1977,S.9f.) und bezeichnen "... das planmäßige Vorgehen bei der Suche nach Erkenntnissen über zukünftige Trends und Ereignisse ..." (GISHOLT 1976,S.8). Bei der Klassifikation der Prognoseverfahren hat sich weitgehend die Unterteilung in subjektive bzw. intuitive und objektive bzw. analy-

tische oder statistische Verfahren[1] durchgesetzt (vgl. z.B. TÖPFER 1976,S.181; FRERICHS/KÜBLER 1980,S.3f.; ARMSTRONG 1985,S.73; OPITZ 1985,S.83f.). Letztere lassen sich zudem in Verfahren der Zeitreihenanalyse und in kausale Verfahren unterteilen (vgl. z.B. CHAMBERS/MULLICK/SMITH 1971,S.49ff.; KORDINA-HILDEBRANDT/HILDEBRANDT 1979,S.252). Der daraus resultierenden Dreiteilung sind in der Übersicht 3.2-1 die wichtigsten Prognoseverfahren zugeordnet. Auf diese Klassifizierung wollen wir jedoch nicht weiter eingehen, da die einzelnen Prognoseverfahren bzw. die Klassen von Prognoseverfahren in der Literatur ausführlich dokumentiert sind.

objektive Verfahren		subjektive/ intuitive Verfahren
Verfahren der Zeitreihenanalyse	Kausale Verfahren	
Trendextrapolation	Regressionsanalysen	Analogieschlüsse
Gleitende Durchschnitte	Indikatorenmodelle	Szenario-Writing
Exponential Smoothing	Ökonometrische Modelle	Relevanzbaummethode
Spektralanalyse	Simulationsmodelle	Expertenbefragung (Delphi-Methode)
Autoregressive Verfahren (Box-Jenkins)	Input-Output-Modelle	Repräsentativbefragung (Marktbeobachtung)

Übersicht 3.2-1: Einteilung der Prognoseverfahren

Sämtliche der genannten **Prognoseverfahren** können grundsätzlich natürlich auch für eine **Stromverbrauchsprognose** eingesetzt werden. Üblich ist in diesem Zusammenhang jedoch eine spezieller auf Stromverbrauchsprognosen abgestellte Unterscheidung der Prognoseverfahren. Danach läßt sich die größte Anzahl der vorhandenen **Stromverbrauchsprognosen** in **Ansätze** unterteilen (vgl. dazu insbesondere WIGGINS 1981,S.39ff.; EINHORN 1981,S.5ff.; CHANG 1984, S.9ff.),

- die auf Verfahren der **Zeitreihenanalyse** basieren,
- denen **(makro-) ökonometrische Modelle** zugrundeliegen oder

[1] Die in diesem Zusammenhang häufig angestellte Unterscheidung in qualitative und quantitative Prognoseverfahren (vgl z.B. HAHN 1974,S.31; GISHOLT 1976,S.90ff.; PFOHL 1981,S.164; HÜTTNER 1982, S.20ff.; HANSMANN 1983,S.12) halten wir für weniger zweckmäßig, da "häufig ... quantitative und qualitative Prognoseelemente kombiniert (werden)" (PFOHL 1981,S.168) - z.B. Szenario-Technik - und die derart bezeichneten qualitativen Prognoseverfahren auch quantitative Ergebnisse liefern können.

- die als sog. **Endverbrauchsmodelle** regressionsanalytische, ökonometrische oder intuitive Verfahren verwenden[1].

Die auf Verfahren der **Zeitreihenanalyse** basierenden Modelle zur Stromverbrauchsprognose beruhen vor allem auf einer einfachen Trendextrapolation (WIGGINS 1981,S.40) und autoregressiven Verfahren (CHANG 1984,S.15ff.). Da sich die dabei anzuwendenden Verfahren nicht von der prinzipiellen Vorgehensweise bei der Anwendung von Verfahren der Zeitreihenanalyse unterscheiden, sei in diesem Zusammenhang auf die umfangreiche Spezialliteratur verwiesen (vgl. z.B. BOX/JENKINS 1976; KENDALL 1976; GRANGER/NEWBOLD 1977; SCHLITTGEN/STREITBERG 1984; CHATFIELD 1984).

Die **(makro-) ökonometrischen Modelle** zur Prognose des Stromverbrauchs sind in ihrer Vielzahl kaum noch zu überblicken. Generell wird dabei aufgrund einer ökonomischen Theorie (vgl. dazu z.B. ZSCHOCKE 1974,S.18ff.) ein Zusammenhang zwischen dem Stromverbrauch mehrerer gleichartiger Wirtschaftssubjekte und einer Reihe ökonomischer u.a. Variablen postuliert. Diese Form einer Stromverbrauchsprognose besitzt eine lange Tradition. So formulierte bereits 1951 HOUTHAKKER (1951,S.23) ein Ein-Gleichungsmodell der folgenden Form für den Haushaltsbereich:

$$\ln X = a \cdot \ln M + b \cdot \ln P + c \cdot \ln G + d \cdot \ln H + e$$

mit:

X = durchschnittlicher jährlicher Stromverbrauch der Haushalte
M = durchschnittliches Haushaltseinkommen
P = marginaler Strompreis
G = marginaler Gaspreis
H = durchschnittliche Ausstattung der Haushalte mit Elektrogeräten
e = Zufallsterm.

Hierauf aufbauend sind in den letzten 35 Jahren zahlreiche, ähnliche Modelle entwickelt worden (vgl. dazu z.B. FISHER/KAYSEN 1962; ANDERSON 1973; MOUNT/CHAPMAN/TYRRELL 1973; sowie insbesondere den Überblick bei TAYLOR 1975,S.74ff.; u.a.m.)[2].

Die dritte Gruppe der verwendeten Verfahren zur Stromverbrauchsprognose, die **Endverbrauchsmodelle**, "... rely on extremely disaggregated estimates of use for each specific piece of electrical equipment (end-use) at the level of the consumer (end-user)" (WIGGINS 1981, S.44). Derartige Prognosemodelle liegen bislang fast ausschließlich nur für den Haushaltsbereich (vgl. dazu z.B. ACTON/MITCHELL/MOWILL 1976; BLATTENBERGER 1977; HOLLAND 1984; PETERSAN 1984) sowie das Gewerbe (vgl. dazu z.B. SCHELHORSE 1979; CAMERON 1984) vor. Generell

---

[1] Zu einer anderen Einteilung vgl. z.B. ASCHER (1979, S.97f.); diese bezieht sich jedoch ausschließlich auf Prognosen des Stromverbrauchs in den USA während der Jahre 1950 bis etwa 1975 und ist daher schon aufgrund des speziellen Prognosegegenstandes für unsere Problemstellung wenig zweckmäßig.

[2] Für andere Kundengruppen, wie die Industrie und das Gewerbe, ist das durchschnittliche Haushaltseinkommen durch das Bruttosozialprodukt (o.ä.) zu ersetzen (vgl. auch WIGGINS 1981,S.41).

werden für Endverbrauchsmodelle die folgenden Informationen benöti
(vgl. WIGGINS 1981,S.44f.):

- Die Anzahl der Kunden, klassifiziert nach sozio-demographischen Merkmalen;
- Die Gerätausstattung innerhalb jeder Kundengruppe;
- Der spezifische Stromverbrauch der einzelnen Elektrogeräte.

Der Grundaufbau dieses Prognoseverfahrens wird in folgenden Modell-
gleichungen deutlich (vgl. PEIRSON 1984,S.13):

$$X_{ik} = V_{ik} \cdot A_{ik}$$

$$X_i = \sum_k X_{ik} = \sum_k V_{ik} \cdot A_{ik}$$

$$X = \sum_i X_i = \sum_k \sum_i V_{ik} \cdot A_{ik}$$

mit:

X = Gesamter Stromverbrauch

X_i = Stromverbrauch des i-ten Kunden

X_{ik} = Stromverbrauch des i-ten Kunden für das k-te Elektrogerät

V_{ik} = Benutzungsgrad des i-ten Haushaltes für das k-te Gerät

A_{ik} = Ausstattung des i-ten Haushaltes mit dem k-ten Gerät.

Über diese Dreiteilung hinaus besteht die Möglichkeit, die drei vor-
gestellten Verfahren zur Stromverbrauchsprognose zu kombinieren
(vgl. dazu insbesondere CHANG 1984,S.47ff.) und nach weiteren Krite-
rien tiefergehend gliedern (vgl. dazu insbesondere auch BRENDOW
1972,S.697). So ließen sich die (makro-) ökonometrischen Modelle in
Ein- und Mehr-Gleichungssysteme, statische-dynamische Modelle oder
gemäß dem verwendeten Regressionsverfahren weiter unterteilen.

3.2.3 Die Gestaltungsmöglichkeiten zu den Aussagen einer Stromverbrauchsprognose

Unter diesem Punkt wollen wir Gestaltungsmöglichkeiten subsumieren,
welche die Formulierung der Aussagen, des "Outputs" einer Prognose
betreffen. Der "Output" einer Prognose kann in erster Linie nach dem
Kriterium der Aussageart und nach dem **Kriterium der Bedingtheit** un-
terschieden werden.

Unter dem **Kriterium der Aussageart** ist eine quantitative und eine
qualitative Beschreibung der Prognoseaussagen zu unterscheiden (vgl.
dazu z.B. PFOHL 1981,S.164; HANSMANN 1983,S.12; MEFFERT 1986,S.219).
Quantitative Prognosen führen dabei zu rechnerischen Ergebnissen,
qualitative Prognosen zu Verbalaussagen. Da die Ausgestaltung dieses
Gestaltungsparameters in sehr großem Maße von anderen Parametern
abhängt (Prognoseverfahren, Prognosefrist), wollen wir diesen Punkt

hier nicht weiter vertiefen. Generell läßt sich jedoch festhalten, daß Stromverbrauchsprognosen grundsätzlich natürlich sowohl quantitativ als auch qualitativ formuliert werden können.

Das **Kriterium der Bedingtheit** spricht die Frage an, inwieweit eine Prognose vom Eintreffen bestimmter Bedingungen abhängig gemacht wird (vgl. dazu auch THEIL 1966,S.78ff.). "Da die Einführung von Bedingungen die Prognosequalität tendenziell mindert (nicht zu verwechseln mit dem bloßen Deutlichmachen von Bedingungen), wird vor 'Verlegenheitslösungen' bei der Prognose gewarnt, indem die Prognoseaufgabe dem Benutzer zugeschoben wird" (BROCKHOFF 1977,S.42). Wird für jede denkbare Bedingungskonstellation eine separate Prognose erstellt, so muß der Benutzer beurteilen, "... ob die gestellten Bedingungen eintreffen oder nicht" (ROTHSCHILD 1969,S.169f.). In Abhängigkeit vom jeweiligen Prognoseproblem empfehlen sich in diesem Zusammenhang verschiedene Vorgehensweisen[1]:

- Kann der Benutzer der Prognose die gesetzten Bedingungen selbst beeinflussen (vgl. dazu auch ROTHSCHILD 1969,S.169; BROCKHOFF 1977,S.42), so sind ihm alternative Prognosen vorzulegen, deren Eintrittswahrscheinlichkeit er selbst zu beurteilen hat.
- Ansonsten sind die Bedingungen einer Prognose offenzulegen, damit der Benutzer zumindest eine Vorstellung über die Eintrittswahrscheinlichkeiten gewinnen kann[2,3].
- Bei stochastisch schwankenden Bedingungen ist darüber hinaus die Angabe von Wahrscheinlichkeiten für das Eintreten der Bedingungen und daraus resultierend für das Eintreten bestimmter Prognoseergebnisse sinnvoll.

Generell führen alle drei Vorgehensweisen zu der Frage, ob eine Prognoseaussage als **Punktprognose** oder als **Intervallprognose** (vgl. dazu auch GRANGER/NEWBOLD 1977,S.112; BROCKHOFF 1977, S.47ff.) formuliert werden soll, oder m.a.W., welchen **Präzisierungsgrad die Aussagen** (HÄRTER 1985,S.34) aufweisen sollen. Neben dieser Entweder-Oder-Frage existieren in diesem Zusammenhang eine Reihe von Gestaltungsmöglichkeiten, welche in erster Linie die Intervallprognose betreffen. Zum einen kann eine Intervallprognose durch unterschiedliche statistische Aussagen näher spezifiziert werden (vgl. dazu insbesondere MENGES 1967,S.19ff.). Zum anderen können die "unterschiedlichen Prognosen" eines Prognoseintervalls durch Angabe der Eintrittsbedingungen kommentiert werden.

Diese allgemeinen Erörterungen zum **Kriterium der Bedingtheit** einer Prognose sind auch ohne Modifikationen auf **Stromverbrauchsprognosen**

---

[1] Aus wissenschaftstheoretischer Sicht wird dagegen häufig die Abgabe unbedingt formulierter Prognosen gefordert (vgl. z.B. LAUMANN 1980,S.18 und die dort angegebene Literatur).

[2] Es sei denn, "... die Kosten einer vollständigen oder teilweisen Explikation der implizit in die Prognose eingehenden Bedingungen (sind) beim Prognosebenutzer geringer ... als beim Ersteller der Prognose" (BROCKHOFF 1977,S.42).

[3] Vgl. dazu im Zusammenhang mit Stromverbrauchsprognosen bereits auch SAMUELS 1931,S.778.

übertragbar. Wir wollen deshalb diesen Teilaspekt nicht separat für Stromverbrauchsprognosen vertiefen.

3.2.4 Die Interdependenzen zwischen den einzelnen Gestaltungsdimensionen

Die Gestaltung der einzelnen Dimensionen einer Prognose kann nicht unabhängig voneinander erfolgen (vgl. dazu auch BROCKHOFF 1977, S.36). Eine vollständige Darstellung aller **zwischen den einzelnen Gestaltungsdimensionen einer Prognose bestehenden Interdependenzen** ist jedoch kaum möglich. Wir wollen uns daher im folgenden nur mit den wichtigsten, auf keinen Fall zu vernachlässigenden Interdependenzen beschäftigen. Diese betreffen die Beziehungen zwischen:

- den räumlichen und den zeitlichen Aspekten des Prognosegegenstandes,
- den zeitlichen Aspekten des Prognosegegenstandes und dem Prognoseverfahren sowie
- dem Prognoseverfahren und den Prognoseaussagen.

Zwischen den **räumlichen** und den **zeitlichen Aspekten** eines **Prognosegegenstandes** besteht tendenziell der Zusammenhang, daß mit einer zunehmenden räumlichen Ausdehnung des Prognosegegenstandes auch die Prognosefrist anwächst und vice versa. Wenden wir uns unserem speziellen Prognoseproblem, der Stromverbrauchsprognose zu, so wird dieser Zusammenhang unmittelbar deutlich. Während die Weltprognosen oder die Prognosen für Länderzusammenschlüsse i.d.R. eine 5- bis 10jährige Prognosefrist aufweisen, beschränken sich die Stromverbrauchsprognosen, die für das Versorgungsgebiet eines EVU aufgestellt werden, häufig sogar auf eine wöchentliche oder eine noch kürzere Prognosefrist.

Auch die **Gründe** für diesen Zusammenhang zwischen räumlichen und zeitlichen Aspekten eines Prognosegegenstandes dürften aus den o.g. Beispielen offensichtlich werden. Die räumliche und zeitliche Ausgestaltung des Prognosegegenstandes wird vom Prognosezweck bestimmt. Entsprechend dienen Stromverbrauchsprognosen, die für die gesamte Welt oder für Länderzusammenschlüsse aufgestellt werden, dazu, sich Gedanken über eine langfristige, weltweite Energiepolitik zu machen. Vergegenwärtigen wir uns die Zeiträume, die für länderübergreifende Vereinbarungen und Entscheidungen benötigt werden, so wird die Nutzlosigkeit einer kurz- bis mittelfristigen Stromverbrauchsprognose in diesem Zusammenhang deutlich. Darüber hinaus verhindern jedoch auch noch Datenprobleme die Aufstellung einer kurzfristigen Prognose für größere räumliche Gebiete.

Auf den Zusammenhang zwischen den **zeitlichen Aspekten** und dem **Prognoseverfahren** ist bereits verschiedentlich näher eingegangen wor-

Prognoseverfahren		kurzfristige Prognose (bis zu 1 Jahr)	mittelfristige Prognose (1 bis 5 Jahre)	langfristige Prognose (über 5 Jahre)
Subjektive Verfahren	Delphi-Methode	hoch	hoch - mittel	mittel - hoch
	Historische Analogie	mittel - hoch	mittel - hoch	mittel - hoch
	Markt-forschung	mittel - hoch	mittel	mittel
	Panel-befragung	niedrig - mittel	niedrig - mittel	niedrig
	Vision	niedrig	niedrig	niedrig
Verfahren der Zeitreihenanalyse	Trendextra-polation	mittel - hoch	mittel	niedrig
	gleitende Durchschnitte	mittel	mittel - niedrig	niedrig
	Exponential Smoothing	mittel - hoch	mittel	niedrig
	Autoregressi-ve Verfahren	sehr hoch	hoch - mittel	mittel
Kausale Verfahren	Regressions-analyse	mittel - sehr hoch	mittel - hoch	niedrig
	Ökonometri-sche Modelle	sehr hoch	mittel - sehr hoch	mittel - hoch
	Input-Output-Modelle	-	hoch - sehr hoch	hoch - sehr hoch
	Lebenszyklus-analyse	niedrig	niedrig - hoch	niedrig - hoch
	Indikator-methode	mittel	niedrig - mittel	niedrig

Übersicht 3.2-2: Eignung des Einsatzes verschiedener Prognoseverfahren bei unterschiedlichen Prognosefristen[1]

[1] Zur Ableitung dieser Einstufungen vgl. die Übersichten bei CHAMBERS/MULLICK/SMITH 1971,S.55ff.; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT 1978, S.295; HÜTTNER 1986,S.282f.

den. Dabei wird untersucht, für welche **Prognosefristen**[1] ein bestimmtes Prognoseverfahren angewendet werden kann. Die Übersicht 3.2-2 faßt die wichtigsten hierzu in der Literatur dokumentierten Vorschläge zusammen. Ohne im einzelnen auf die dabei verarbeiteten Vorschläge einzugehen, wird deutlich, daß durch die Vorgabe einer Prognosefrist die in Frage kommenden Prognoseverfahren bereits deutlich eingeschränkt werden. Für das von uns zu lösende Problem einer kurzfristigen, d.h. hier eine Prognosefrist von etwa 1 Jahr, Stromverbrauchsprognose kommen demnach vor allem anspruchsvollere Methoden der Zeitreihenanalyse - wie adaptive Filterung oder Box-Jenkins - sowie regressionsanalytische und ökonometrische Verfahren in Frage.

Der Zusammenhang zwischen **Prognoseverfahren** und den **Prognoseaussagen** ist oft der Ursprung eines Mißverständnisses. Nach dem **Kriterium der Aussageart** lassen sich, wie oben dargestellt, quantitative und qualitative Prognoseaussagen unterscheiden. Da die verschiedenen Prognoseverfahren in unterschiedlichem Maße dazu geeignet sind, quantitative Prognoseaussagen zu liefern, wurde dieses zum Anlaß genommen, die Prognoseverfahren in quantitative und qualitative Verfahren einzuteilen (vgl. z.B. HAHN 1974,S.31; PFOHL 1981,S.164; HANSMANN 1983, S.12; u.v.a.m.). Da wir diese Terminologie nicht übernehmen wollen (vgl. dazu 3.2.2), ein enger Zusammenhang zwischen Prognoseverfahren und Art der Prognoseaussage aber nicht bestritten werden kann, sind kurz die Möglichkeiten der einzelnen Prognoseverfahren zu bewerten, bestimmte Prognoseaussagen zu liefern.

Da alle für eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose in Frage kommenden Prognoseverfahren - autoregressive Verfahren, Regressionsanalyse und ökonometrische Modelle - gleichermaßen zu den quantitativen Verfahren zu rechnen sind, erübrigt sich in diesem Zusammenhang eine weitere Diskussion. Dennoch ist bei der späteren Gestaltung und Bewertung eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells der Zusammenhang zwischen **Prognoseverfahren** und **Art der** (erwünschten) **Prognoseaussagen** zu beachten.

Vertiefen wollen wir abschließend die **Interdependenzen** zwischen den einzelnen **Teilaspekten** eines **Stromverbrauchsprognosegegenstandes**, da diese für die Konstruktion und strukturelle Gestaltung eines Prognosesystems in EVU erhebliche Bedeutung besitzen. Ausgangspunkt unserer Überlegungen sind die in einem EVU aufzustellenden Prognosen. Da Prognosen in erster Linie zur Unterstützung der Planung dienen (vgl. dazu 1.4), muß die Bestimmung der von einem EVU aufzustellenden Stromverbrauchsprognosen daher am **Aufbau der Unternehmungsplanung** eines EVU (vgl. dazu 2.2.1) ansetzen. Entsprechend sind daher folgende Stromverbrauchsprognosen zu erstellen:

- eine **sehr kurzfristige** Lastprognose als Basis der dispositiven Planung (vgl. dazu z.B. EDWIN/RÖLLINGER 1981,S.786ff.; FRIEMELT/VAN SON/TRÖGER 1982,S.843ff.),

---

[1] Wir verwenden den allgemeineren Begriff der Prognosefrist, da die in der Literatur angestellten Untersuchungen von verschiedenen Begriffen mit z.T. unterschiedlichen Bedeutungsinhalten ausgehen. So spricht HAHN (1974,S.38f.) vom Zeithorizont der Prognose, MERTENS/BACKERT (1981,S.342) sprechen von der Prognosedistanz.

- eine **kurz- bis mittelfristige** Verbrauchsprognose als Grundlage der operativen/taktischen Planung und
- eine **langfristige** Verbrauchsprognose als Basis der strategischen Planung und der Unternehmungspolitik.

Versuchen wir, den **Prognosegegenstand** dieser drei Stromverbrauchsprognosen genauer zu spezifizieren, so ist zusätzlich zu der zeitlichen Differenzierung eine Unterscheidung nach räumlichen und sachlichen Gesichtspunkten vorzunehmen. Die sich daraus ergebenden Möglichkeiten sind in der Abb.3.2-3 wiedergegeben.

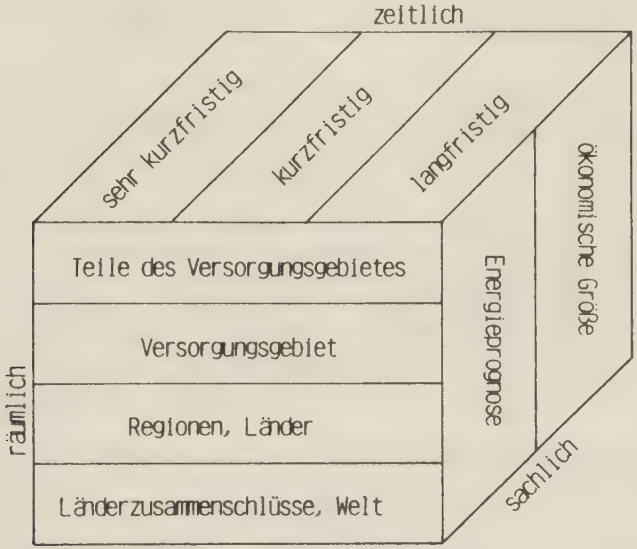


Abb.3.2-3: Der Prognosegegenstand von Stromverbrauchsprognosen

Dabei ist die sachliche Differenzierung des Prognosegegenstandes dahingehend zu interpretieren, daß beim Prognosegegenstand "Energie" der Stromverbrauch als Teil einer umfassenden Energieprognose betrachtet wird, während beim Prognosegegenstand "Ökonomische Größe" der Stromverbrauch isoliert, d.h. als wichtige ökonomische Größe eines speziellen EVU anzusehen ist. Bei der räumlichen Differenzierung des Prognosegegenstandes werden die Prognosen für administrativ abgegrenzte Regionen und für Länder bzw. für Länderzusammenschlüsse und die gesamte Welt jeweils zu einer Kategorie zusammengefaßt, da diese Arten von Stromverbrauchsprognosen eine eher untergeordnete Rolle für ein einzelnes EVU spielen.

Da, wie wir gesehen haben, zwischen den einzelnen Teilaspekten eines Prognosegegenstandes erhebliche Interdependenzen bestehen gibt die Abb.3.2-3 nur die grundsätzlichen Möglichkeiten zur Gestaltung des

Prognosegegenstandes einer Stromverbrauchsprognose wieder. Unter Beachtung dieser Interdependenzen nimmt die Abb.3.2-3 tendenziell die in Abb.3.2-4 visualisierte Gestalt an.

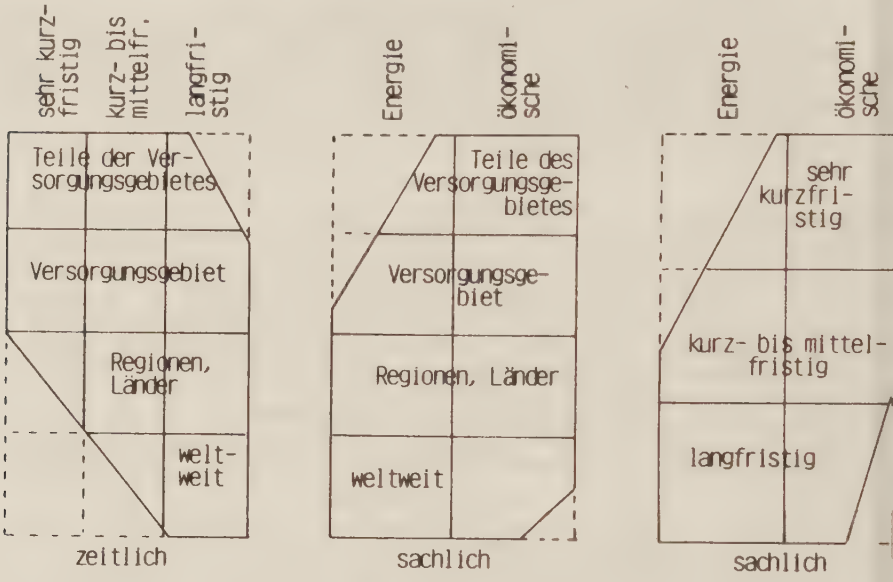


Abb.3.2-4: Die Interdependenzen zwischen den einzelnen Teilaspekten des Stromverbrauchsprognosegegenstandes

Danach lassen sich die drei von einem EVU zu erstellenden Stromverbrauchsprognosen wie folgt genauer beschreiben:

- Die **sehr kurzfristige** Verbrauchsprognose hat Teile des Versorgungsgebiets oder das gesamte Versorgungsgebiet eines EVU zum Gegenstand und betrachtet den Stromverbrauch als ökonomische Größe, d.h. von anderen Energieträgern losgelöst.
- Die **kurz- bis mittelfristige** Verbrauchsprognose kann sich dagegen auch auf administrativ abgegrenzte Regionen oder Länder erstrekken. Zusätzlich wird bei dieser Prognosefrist auch die Einbindung des Stromverbrauchs in den gesamten Energieverbrauch evident.
- Die **langfristige** Verbrauchsprognose kann sich schließlich auf alle Gebiete erstrecken, wobei mit zunehmender Größe des betrachteten Gebietes die Energieprognose an Gewicht gewinnt.

Darüber hinaus sind bei der Konstruktion bzw. Gestaltung eines Prognosesystems zur Stromverbrauchsprognose natürlich auch die Interde-

pendenzen zwischen den weiteren Gestaltungsparametern zu beachten, auf die wir aus Raumgründen nicht explizit eingegangen sind.

3.3 Das Prognosesysstem

Die Gestaltung einer einzelnen Prognose kann nicht unabhängig von anderen in einer Unternehmung zu erstellenden Prognosen erfolgen. Die Diskussion der Gestaltungsmöglichkeiten (-parameter) einer Stromverbrauchsprognose muß daher um eine **ganzheitliche Betrachtung**, welche die isolierende Darstellungsweise der einzelnen Dimensionen aufgibt, ergänzt werden. Dieses führt zum Begriff des **Prognosesystems**.

Analog zum Begriff des Planungssystems (vgl. dazu WELGE 1985, S.525ff.) besteht ein **Prognosesystem** aus der **Gesamtheit der Prognosen** für eine Unternehmung[1] und aus dem **Prozeß**, der ablaufen muß, um diese Zusammenstellung von Prognosen erstellen zu können (vgl. dazu auch ANSOFF/BRANDENBURG 1967,S.164).

Die Gesamtheit der Prognosen für einen Betrieb thematisiert den **strukturellen Aspekt eines Prognosesystems**. In diesem Zusammenhang sind in erster Linie die **Interdependenzen zwischen** den **zahlreichen** in einem Betrieb zu erstellenden **Prognosen** aufzuzeigen. Für unsere Problemstellung bedeutet dies, die wechselseitigen Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Stromverbrauchsprognosen deutlich zu machen. Auf Abhängigkeiten und Einwirkungen einer Stromverbrauchsprognose von bzw. auf andere in einem EVU zu erstellende Prognosen wollen wir nicht eingehen.

Der **prozessuale** Aspekt eines **Prognosesystems** umfaßt dagegen den Prozeß, der ablaufen muß, um die Gesamtheit von Prognosen in einer Unternehmung erstellen zu können. Grundlage hierzu ist jedoch der **Prognoseprozeß**, also der Prozeß, der ablaufen muß, um **eine Prognose** erstellen zu können. Da wir uns auf einen Ausschnitt des gesamten Prognosesystems in einem EVU beschränken, somit auch nur eine einzige Prognose aufstellen, werden wir bei der Diskussion des prozessualen Aspektes eines Prognosesystems ausschließlich diesen Prozeß zur Aufstellung einer Prognose thematisieren.

Schließlich sprechen wir **strukturelle und prozessuale** Aspekte des **Prognosesystems** an, wenn wir den **Reifegrad einer Prognose** diskutieren. Hierunter wollen wir das Ausmaß fassen, mit dem die Erstellung einer Prognose instrumental unterstützt wird.

3.3.1 Die Interdependenzen zwischen den verschiedenen Stromverbrauchsprognosen - der strukturelle Aspekt des Prognosesystems

Während die skizzierten Interdependenzen zwischen den einzelnen Gestaltungsdimensionen einer Prognose zwingend zu beachten sind, um

---

[1] Ein allgemeines - jedoch unvollständiges - Denkmodell hierzu findet sich z.B. bei MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT/MCGEE (1983, S.6f.).

eine problemadäquate Prognose erstellen zu können, ist es möglich, die **Interdependenzen zwischen den zahlreichen** in einer Unternehmun zu erstellenden **Prognosen** zu vernachlässigen, wenn es sich um die isolierte Betrachtung einer einzelnen Prognose handelt. Da diese In terdependenzen jedoch in jedem Fall bei einer Integration dieser einzelnen Prognose in ein übergeordnetes Prognosesystem relevant werden, ist es ratsam, schon bei der Aufstellung einer Prognose ein spätere Integration zu beachten.

In einem EVU stellt sich in diesem Zusammenhang vor allem das Problem, für verschiedene Zwecke eine Reihe **alternativer Stromverbrauchsprognosen** zu erstellen. Zwischen diesen alternativen Stromverbrauchsprognosen bestehen naturgemäß **starke Interdependenzen**, au die wir im folgenden kurz eingehen wollen.

Die Interdependenzen zwischen den verschiedenen Stromverbrauchsprognosen rühren aus dem gemeinsamen Ursprung des Prognosegegenstandes her. Da letztendlich jede Stromverbrauchsprognose dazu dient, den Stromverbrauch vorherzusagen, müssen zwangsläufig Interdependenzen zwischen verschiedenen Stromverbrauchsprognosen bestehen. Insbesondere sind folgende Zusammenhänge zu beachten:

- Hinsichtlich des **sachlichen** Teilaspektes stellt der Stromverbrauc eine Untermenge des gesamten Energieverbrauchs dar. Stromverbrauchsprognosen, die auf der Prognose des gesamten Energieverbrauchs basieren, weisen daher zwei Schritte auf:

  (1) Prognose des gesamten Energieverbrauchs.
  (2) Prognose des darin enthaltenen Anteils an Elektrizität.

  Wird eine derartige Stromverbrauchsprognose mit einer isoliert durchgeführten Stromverbrauchsprognose verglichen, so ist vor allem darauf zu achten, daß sich die Werte der isoliert durch geführten Stromverbrauchsprognose in der durch die Energieprognose vorgegebenen Größenordnung bewegen.
- Im Hinblick auf den **räumlichen** Teilaspekt gilt Entsprechendes: so sollte sich die Summe aller Länderprognosen in der durch eine Weltprognose vorgegebenen Größenordnung bewegen, oder sich die Summe aller für ein Teilgebiet eines EVU aufgestellten Prognosen zu der Prognose für das gesamte Versorgungsgebiet ergänzen.
- Schließlich gilt hinsichtlich des **zeitlichen** Teilaspektes ebenfalls, daß sich kürzerfristige Prognosen zu längerfristigen Prognosen ergänzen sollen. So setzt sich der jährliche Stromverbrauch naturgemäß aus der Summe von zwölf Monatsverbräuchen, diese wiederum jeweils aus einer festen Anzahl von Tagesverbräuchen etc. zusammen (vgl. dazu auch BROEHL 1981,S.2714).

Diese trivial klingenden **Zusammenhänge** bedurften u.E. einer expliziten Erwähnung, da sie in der Praxis häufig **mißachtet werden.** Dieses äußert sich vor allem darin, daß

- entweder die Summe der Teilprognosen mit der entsprechenden übergeordneten Prognose bei weitem nicht übereinstimmt, oder

- daß eine übergeordnete Prognose undifferenziert auf ein einzelnes Teilsegment übertragen wird[1].

Eine **stärkere Beachtung dieser Zusammenhänge** ist jedoch u.E. notwendig, um generell bessere Prognosen zu erhalten. Dieses kann vor allemdadurch erfolgen, daß ein **zusammenhängendes System von Stromverbrauchsprognosen** konstruiert wird, in dem die geschilderten Interdependenzen genügend Berücksichtigung finden können. Ansatzpunkte hierzu sind etwa:

- Die Werte einer **übergeordneten Prognose** fließen als **Vorgabe** in die **untergeordneten Prognosen** ein. In diesem Fall dient die untergeordnete Prognose somit in erster Linie dazu, eine genauere sachliche, räumliche oder zeitliche Verteilung der übergeordneten Prognosewerte zu erzielen.
- **Verschiedene Prognosen** werden **möglichst gleichartig gestaltet**. Dieses bedeutet etwa, daß eine kurz- bis mittelfristige und eine langfristige Stromverbrauchsprognose für ein EVU auf derselben geographischen Aufteilung und demselben Gliederungskriterium für eine weitere Detaillierung basieren sollten. Hierdurch wird sichergestellt, daß die beiden Prognosen miteinander kompatibel sind, was etwa dafür genutzt werden kann, kurzfristig erkennbare Verbrauchsänderungen auch in der langfristigen Prognose zu berücksichtigen.

Weitere Ansatzpunkte wie:

- die Verwendung einer **gemeinsamen Datenbasis** für möglichst viele verschiedene Stromverbrauchsprognosen,
- die **integrierte gemeinsame EDV-technische Abwicklung** aller Prognosen oder
- die **zentralisierte, organisatorische Zusammenfassung** der jeweiligen Prognoseersteller

sollen nur kurz erwähnt werden[2]. Für die Gestaltung einer kurz fristigen Stromverbrauchsprognose - unter dem Aspekt, eine später folgende Integration in ein umfassenderes Stromverbrauchsprognosesystem vornehmen zu können - besitzen in erster Linie die ersten beiden, ausführlicher behandelten Ansatzpunkte Bedeutung.

3.3.2 Der Prognoseprozeß

Der Prognoseprozeß thematisiert die Frage, in welchen Teilschritten die Aufstellung einer Prognose erfolgt. Da für unsere Zwecke ein **grobes Phasenschema** hinsichtlich des Prozesses zur Aufstellung von

---

[1] So dürfte etwa offensichtlich sein, daß die Gleichverteilung einer jährlichen Stromverbrauchsprognose auf jeden Monat wenig sinnvoll ist. Vgl. hierzu auch das im konkreten Fall verwendete Prognoseverfahren (vgl. dazu 7.1.2).

[2] Diese Ansatzpunkte weisen aber u.U. andere gravierende Nachteile auf, wie z.B. die Möglichkeit zum Mißbrauch der Prognosen, wenn eine Stelle alle Prognosen aufstellt.

Stromverbrauchsprognosen genügt[1], können wir uns in diesem Kapitel auf die Darstellung allgemeiner Denkmodelle beschränken.

In der Literatur finden sich seit langem **Vorschläge**, in denen versucht wird, eine **allgemeingültige Vorgehensweise zur Erstellung von Prognosen** zu formulieren (vgl. z.B. GATES 1956,S.123f.; o.V. 1956, S.261; RASH 1961,S.40ff.; NATIONAL INDUSTRIAL CONFERENCE BOARD 1964 S.8; u.a.m.). Diese Vorschläge beziehen sich auf den Ablauf der Prognose (vgl. GRAF 1969,S.80ff.; HANSMANN 1983, S.13f.), auf die Phasen der Prognoseerstellung (LEWANDOWSKI 1980,S.23ff.), auf die Durchführungs- oder Arbeitsstufen von Prognosen (vgl. MEFFERT 1986,S.220) oder auf den Prognoseprozeß bzw. forecasting process (vgl. z.B. LEVENBACH/CLEARY 1984; HÜTTNER 1986,S.299ff.; REID 1986, S.33f.). Da allen Bezeichnungen eine synonyme Bedeutung zukommt, wollen wir nicht näher auf diese einzelnen Termini eingehen. Festzuhalten bleibt lediglich, daß wir den Begriff des **Prognoseprozesses** verwenden wollen.

Auf die in der Literatur dokumentierten **Vorschläge** zur Gestaltung des Prognoseprozesses wollen wir **nicht im einzelnen** eingehen. Da diese über zahlreiche Gemeinsamkeiten verfügen, wollen wir stattdessen einen selbstentwickelten Prognoseprozeß beschreiben, in dem die Gedanken möglichst vieler Vorschläge integriert sind. Die Beschreibung erfolgt dabei zweckmäßigerweise im Rahmen einer **stufenweisen Verfeinerung** des Prognoseprozesses.

Auf einer **ersten Stufe** läßt sich der **Prognoseprozeß** in drei Hauptphasen einteilen (vgl. GRAF 1969,S.81), nämlich in

- die **Vorbereitungsphase**,
- die **Ausarbeitungsphase** und
- die **Kontrollphase**.

Die zwischen der Ausarbeitungs- und der Kontrollphase anfallende Anwendung der Prognoseergebnisse rechnen wir nicht zum Prognoseprozeß (vgl. auch GRAF 1969,S.81)[2]. Da die Anwendung der Prognoseergebnisse in erster Linie innerhalb der Planung erfolgt, würde ansonsten die Planung einen Teil der Prognose darstellen; dieses ist jedoch nicht der Fall (vgl. dazu auch 1.4).

Auf einer **zweiten Stufe** der Deskription sind die drei genannten **Hauptphasen** zu **konkretisieren** und in weitere **Teilphasen** zu untergliedern.

Die **Vorbereitungsphase** beinhaltet die Identifikation des Prognosezweckes (vgl. GRAF 1969,S.82; REID 1986,S.34f.); dabei muß festgelegt werden, welche Variablen zu welchem Zweck prognostiziert werden

---

[1] Ein verfeinertes Phasenschema würde z.B. zur ablauforganisatorischen Regelung einer Prognoseerstellung benötigt werden; für die modellmäßige Abbildung des Prognoseprozesses reicht dagegen ein grobes Phasenschema aus, da nur die wichtigsten Schritte einer Prognoseaufstellung programmiert werden können.

[2] Anderer Auffassung ist offensichtlich z.B. BROCKHOFF (1977, S.49), der den "Einsatz der Prognoseergebnisse in der Planung" als separaten Prognoseschritt sieht.

sollen. Hieraus ergibt sich ggf. die Notwendigkeit, die anstehende Prognoseaufgabe zu unterteilen (vgl. dazu GRAF 1969,S.82ff.).

Im Rahmen der **Ausarbeitungsphase** fallen die größten Gestaltungsprobleme innerhalb des gesamten Prognoseprozesses an. Denn als Teilphasen der Prognoseausarbeitung sind zu unterscheiden:

- die Datenbeschaffung,
- die Auswertung und Interpretation der Daten,
- die Formulierung eines Erklärungsmodells,
- die Eignungsüberprüfung des Erklärungsmodells für eine Prognose,
- die Erstellung einer vorläufigen Prognose,
- die Überprüfung der vorläufigen Prognoseergebnisse durch geeignete Tests und
- die Erstellung der endgültigen Prognose, wobei ggf.
- die Möglichkeit zu einer (subjektiven) Verfeinerung offengehalten werden sollte.

Hinsichtlich einer weiteren **Konkretisierung der verschiedenen Teilphasen** der Prognoseausarbeitung sei auf die oben erwähnte Literatur (vgl. dazu insbesondere GRAF 1969,S.84ff.; BROCKHOFF 1977,S.49; HANSMANN 1983,S.13f.; MEFFERT 1986,S.220ff.; REID 1986,S.33ff.) hingewiesen.

In der auf die Anwendung der Prognoseergebnisse folgenden **Kontrollphase** (vgl. dazu GRAF 1969,S.91f.; BROCKHOFF 1977,S.49; HANSMANN 1983,S.14; REID 1986,S.37) fallen die Kontrolle der Prognoseergebnisse und die Analyse von Abweichungsursachen als Teilaktivitäten an. Ergebnis dieser Kontrollphase ist u.U. die Neuinitiierung des gesamten Prognoseprozesses, i.d.R. aber zumindest von Teilschritten dieses Prozesses.

Durch die Kontrollphase verliert der Prognoseprozeß die Gestalt eines **sequentiellen** Abarbeitens einzelner Teilaktivitäten. Der Prognoseprozeß ist vielmehr als **variabler**, an eine spezifische Situation **anpassungsfähiger Prozeß** zu interpretieren. Dieses kommt in zahlreichen bedingten Verzweigungen zum Ausdruck, die der Ablaufplan des gesamten Prognoseprozesses enthält (vgl. auch Abb.3.3-1).

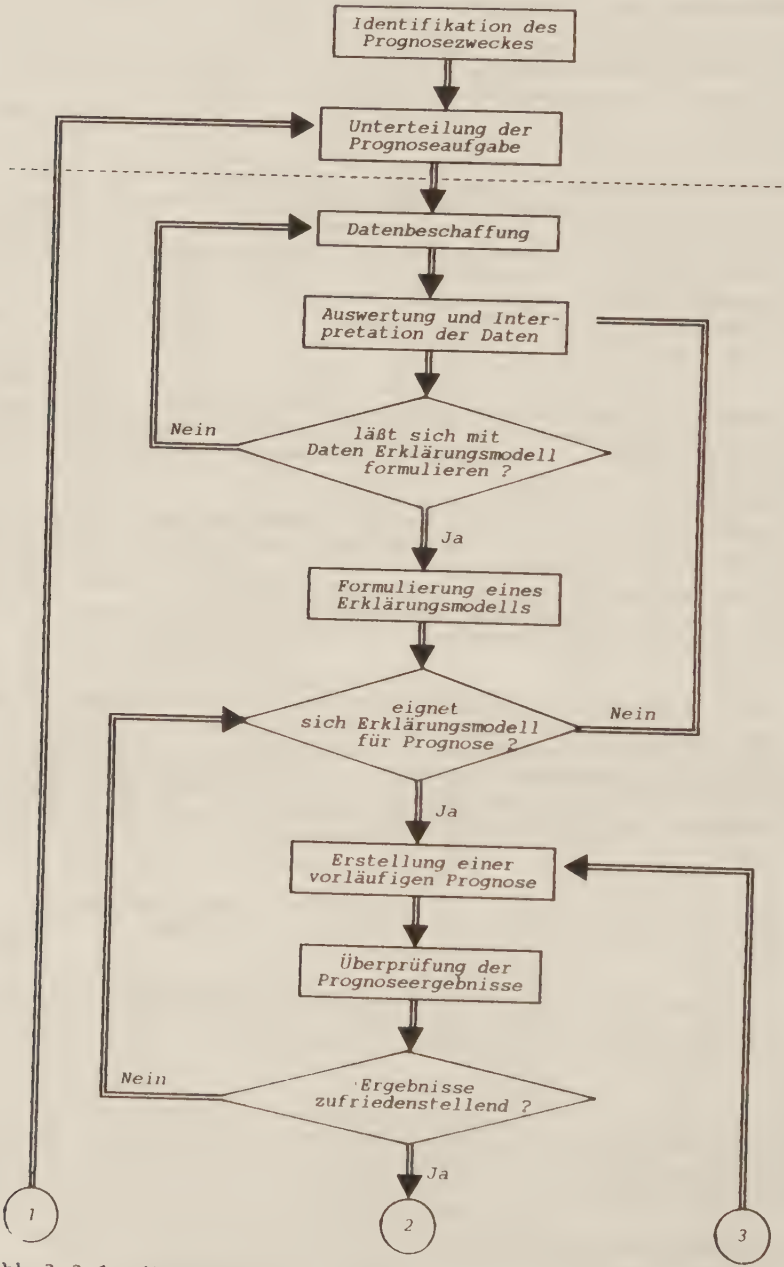


Abb 3.3-1: (Fortsetzung S.129)

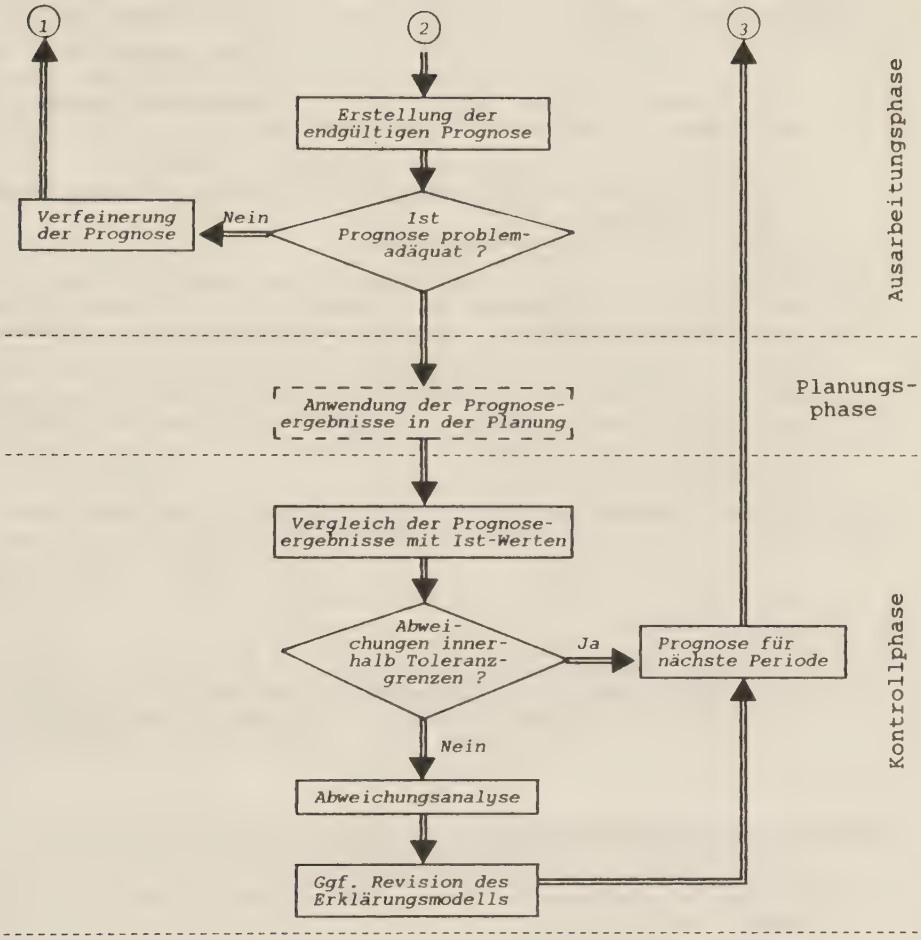


Abb.3.3-1: Ablauf des Prognoseprozesses

3.3.3 Der Reifegrad einer Prognose

Als letzter Gestaltungsparameter eines Prognosesystems soll der **Reifegrad einer Prognose** behandelt werden. Hierunter wollen wir die Tatsache fassen, daß die Erstellung ein und derselben Prognose mit Hilfe sehr unterschiedlicher "Instrumente" erfolgen kann. Als **Instrumente** sind dabei alle physischen oder anschaulichen Dinge zu verstehen, durch deren Einsatz die Prognoseerstellung unterstützt werden kann (vgl. dazu PFOHL 1981,S.27). Danach sind die Prognoseverfahren nicht zu den Instrumenten zu zählen; die Instrumente stel-

len quasi die "Hardware" zur Erstellung einer Prognose dar, während die Prognoseverfahren als "Software" zu interpretieren sind.

Der Reifegrad einer Prognose soll dabei wiedergeben, mit welchem Ausmaß an instrumentaler Unterstützung eine Prognose erstellt wird. Dabei bewegen wir uns auf einer abstrakten Ebene, auf der wir folgende **drei Reifegrade differenzieren**[1]:

- Prognosen in den **Köpfen der Prognoseersteller**,
- Prognosen, die mit Hilfe **explizit formulierter Prognosemodelle** generiert werden und
- **EDV-gestützte Prognosemodelle.**

Prognosen, die in den **Köpfen der Prognosersteller** generiert werden, werden weitestgehend ohne instrumentale Unterstützung aufgestellt. **Kennzeichned** für diesen niedrigsten Reifegrad ist das **Fehlen eines explizit formulierten**, d.h. eines jederzeit auch von einem anderen nachprüfbaren und nachvollziehbaren **Prognosemodells.** So kann auch auf dieser Stufe eine EDV-Unterstützung erfolgen, indem der Prognoseersteller etwa im Rahmen der individuellen Datenverarbeitung Daten nach seinen Vorstellungen auswertet und für seine Prognose (subjektiv) verwertet.

Dieser **erste Reifegrad** darf daher **nicht** mit den **subjektiven Prognosen** verwechselt werden. Denn subjektive Prognosen benötigen vielfach ein explizit formuliertes Modell (z.B. Szenario-Technik), und objektive Verfahren können andererseits auch "im Kopf" eines Prognoseerstellers - eventuell unter Zuhilfenahme von Papier und Bleistift - erstellt werden.

Prognosen, die mit Hilfe eines **explizit formulierten Modells** gewonnen werden, kennzeichnen den **zweiten Reifegrad**. Dabei soll unter einem explizit formulierten Modell ein Modell[2] verstanden werden, das verbal, in Form mathematischer Gleichungen, oder auf eine andere, stets überprüf- und kontrollierbare Art und Weise dokumentiert ist.

Den **höchsten Reifegrad** weisen Prognosen auf, die mit Hilfe eines **EDV-gestützten Prognosemodells** gewonnen werden. Hierbei wird ein explizit formuliertes Modell derart in ein Computerprogramm transformiert, daß es "jederzeit" für "beliebige" Datenkonstellationen angewendet werden kann.

Zusätzlich ist auf dieser dritten Stufe noch eine Unterscheidung in verschiedene **Stufen der EDV-Unterstützung** wesentlich. Dabei bieten sich zur Abgrenzung der einzelnen Stufen zunächst die generellen Versuche zur Typologisierung von Informationsystemen an (vgl. dazu z.B. SZYPERSKI 1974,Sp.1900ff.; MERTENS/GRIESE 1984, S.1ff.). Im

---

[1] Vgl. in diesem Zusammenhang auch BAUERSCHMIDT (1985,S.56ff.), der eine ähnliche Differenzierung für die Art des Modelleinsatzes zur Prognoseerstellung in der Energiewirtschaft vornimmt.

[2] Zum Modellbegriff vgl. z.B. KOSIOL 1961,S.318ff.; STACHOWIAK 1965,S.432ff.; 1973,S.128ff.; GROCHLA 1969,S.382ff.; ADAM 1975, S.83ff. und 97ff.; GAL/GEHRING 1981,S.7ff.; PFOHL 1981, S.32f.; DE MOLIERE 1984,S.22ff.; u.v.a.m.

Hinblick auf das behandelte Flexibilitätsproblem ist jedoch eine Differenzierung relevant, die auf die **Anpassungsfähigkeit von Informationssystemen** (vgl. dazu auch MAYER 1970, S.379ff.; ZANDER 1985, S.3ff.) abzielt. Wir wollen dazu von den folgenden Stufen einer EDV-Unterstützung ausgehen:

- herkömmliche Modelle,
- anpassungsfähige (adaptive) Modelle,
- lernfähige Modelle[1].

Diese **Stufen** können wie folgt **gekennzeichnet** werden:

- **Herkömmliche** (Prognose-) **Modelle** gehen von einer bestimmten Modellstruktur aus, die im Zeitablauf unverändert bleibt. Dabei ist eine Anpassung des Modells jedoch auch möglich, indem in die dem Modell zugrundeliegenden Programme eingegriffen wird. Da bei der Entwicklung der Programme dem Aspekt der Anpassungsfähigkeit in recht unterschiedlichem Maße Rechnung getragen werden kann, ist der Übergang zur nächsten Stufe der EDV-Unterstützung fließend.
- Die nächste Stufe der EDV-Unterstützung führt zu den **anpassungsfähigen** (Prognose-) **Modellen**, die dadurch gekennzeichnet werden können, daß eine Anpassung der Modellstruktur an geänderte Umweltbedingungen ohne Eingriff in die zugrundeliegenden Programme erfolgt. Dabei bleibt eine Grundstruktur aber stets erhalten.
- Im Gegensatz dazu sind **lernfähige** (Prognose-) **Modelle** auch in der Lage, die Grundstruktur des Modells aufgrund von Erfahrungen, die im Laufe der Zeit gewonnen werden, ohne Eingriff in die Programme zu ändern.

Diese Kennzeichnung deutet bereits an, daß eine scharfe Trennung zwischen den einzelnen **Stufen der Anpassungsfähigkeit** eines EDV-gestützten (Prognose-) Modells nicht möglich ist. Die drei genannten Stufen sind daher vielmehr als **Punkte eines Kontinuums** zu verstehen, in dem herkömmliche und lernfähige Modelle die Anfangs- bzw. Endpunkte bilden.

3.4 Modelle zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse

Abschließend soll ein Überblick zu den in der Literatur vorhandenen Modellen gegeben werden. Dabei läßt die kaum noch zu übersehende **Vielzahl der Modelle** einen Anspruch auf Vollständigkeit unmöglich werden. Da sich zahlreiche der literarisch dokumentierten Modelle jedoch nur marginal unterscheiden und stereotyp beschrieben werden, ist es u.E. auch vollkommen ausreichend, einen (groben) Überblick über dokumentierte Stromverbrauchsprognose- und -analysemodelle zu geben. Hierdurch werden noch einmal die in der Problemstellung angesprochenen gestaltungstechnischen und forschungsstrategischen Fehler evident (vgl. dazu auch 1.).

---

[1] Teilweise werden die letzten beiden Stufen auch als adaptive Systeme erster und zweiter Ordnung bezeichnet (vgl. BELLASCHI 1972, S.85 und die dort zitierte Literatur).

Die Übersicht 3.4-1 beschreibt Stromverbrauchsprognose- und -analysemodelle nach

- dem **Prognose-** respektive **Erklärungsgegenstand**, wobei dieser weiter nach dem **Detaillierungsgrad**[1], und nach **räumlichen** sowie **zeitlichen** Aspekten[2] differenziert wird,
- dem angewendeten **Prognoseverfahren**,
- der **Modellart**[3] sowie
- eventuell zusätzlich vorhandenen, kennzeichnenden **Besonderheiten**.

Auf die Vielzahl der Modelle soll nicht im einzelnen eingegangen werden.

---

[1] Innerhalb des Detaillierungsgrades werden die folgenden Abkürzungen verwendet: H = Haushalte; I = Industrie; V = Verkehr; KV = Kleinverbraucher; L = Landwirtschaft und C = Commercial, wobei der letzte Begriff nicht einheitlich verwendet wird (vgl. dazu z.B. CAMERON 1984,S.14ff.), im wesentlichen jedoch das Gewerbe und die öffentlichen Einrichtungen beinhaltet (vgl. dazu auch PACHAURI 1974,S.9).

[2] In diesem Zusammenhang wird die Abkürzung ToD für Time-of-Day benutzt, wenn der genaue Verlauf des Stromverbrauchs innerhalb des betrachteten Prognoseintervalls vorhergesagt wird.

[3] Hierunter ist in diesem Zusammenhang die Unterscheidung in Erklärungsmodelle (E) und Prognosemodelle (P) zu subsumieren.

Autor	Jahr	Prognosegegenstand			Prognoseverfahren	Modellart	Bemerkungen
		Detaillierungsgrad	räumliche Aspekte	zeitliche Aspekte			
ACTON/ MITCHELL/ MOWILL	1976	Haushalte: individuell	Region - Los Angeles	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1972 - 1974	
ADAMS	1984	Haushalte: individuell	Region - Massachusetts	Elastizitäten	ökonometrisches / End-Use-Modell	E: 1/80 - 12/81	
AIGNER/ SOROOSHIAN/ KARWIN	1984	Haushalte: individuell	Region - Los Angeles	stündliche Leistungen	Regressionsmodell	E: 1978 - 1980	
ANDERSON	1973	Haushalte	USA	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1960 - 1970	
ARCHIBALD/ FINIFTER/ MOODY Jr.	1982	Haushalte	USA	kWh/Monat; Elastizitäten	ökonometrisches / End-Use-Modell	E: 1975 (Sample)	Monatliche Variationen der Elastizitäten
ATKINSON	1979	Haushalte: individuell	Region - Arizona	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 5/75 - 10/75 5/76 - 10/76	Elastizitäten zwischen off-peak und peak demand
BARNES/ GILLINGHAM/ HAGEMANN	1981	Haushalte	USA	kWh/Monat; Elastizitäten	ökonometrisches / End-Use-Modell	E: 1972 - 1973 (Sample)	
BAUGHMAN/ JOSKOW/KAMAT	1979	H + C ; I Energiemod.	USA	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1968 - 1972 1962 - 1967	
BAXTER/REES	1968	Industrie	Großbritannien	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1954 - 1964	
BLATTENBERGER	1977	Haushalte: individuell	USA	kWh/Monat Elastizitäten	ökonometrisches M.		
BROEHL	1981	Haushalte; Industrie; Commercial	EVU	kWh/a; kWh/Monat stdl. Leistung (ToD)	End-Use-Modell		

Übersicht 3.4-1: (Fortsetzung S.134)

Autor	Jahr	Prognosegegenstand			Prognoseverfahren	Modellart	Bemerkungen
		Detaillierungsgrad	räumliche Aspekte	zeitliche Aspekte			
CAMERON	1984	Commercial; individuell	Region - Pacific Northwest	Elastizitäten	End-Use-Modell		
CARGILL/ MEYER	1971	Gesamt	2 Regionen in den USA	ToD	ökonometrisches M.	E: 1/65 - 12/68	
CAVES/ CHRISTENSEN	1980	Haushalte: individuell	Region - Wisconsin	kWh/h - peak und off-peak Perioden	ökonometrisches M.	E: 7/76 - 8/76 7/77 - 8/77	Elastizitäten zwischen peak- u. off-peak demand
CHAMBERLIN Jr.	1976	H ; C ; I	Regionen - USA	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1961 - 1973	
CHANG	1984	Gesamt	EVU	monatliche Leistungsspitze	End-Use-/ ökonometrisches Modell	E: 1969 - 1982	
CHANG/CHERN	1981	16 Industriezweige	USA	Elastizi.; Wachstum kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1959 - 1976 P: 1977 - 1990	
CHERN	1978	15 Industriezweige	USA	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1958 - 1971	
DELFINO/ GIVOGRI	1979-1981	Haushalte; Industrie	Regionen in Argentinien	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1965 - 1979	
DIAS-BANDARANAIKE/ MUNASINGHE	1983	Haushalte; Commercial	Costa Rica	?	ökonometrisches M.	E: 10 Jahre	Versorgungsqualität und Stromverbrauch
DONNELLY	1984	Haushalte	Regionen in Australien	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1963 - 1982	
EINHORN	1981	H ; C ; I	Region - Illinois	ToD	ökonometrisches M.	E: 1962 - 1974	
ERCELAWN	1974	Haushalte: individuell	40 Städte in den USA	kWh/a	ökonometrisches / End-Use-Modell	E: 1950 - 1968	

Übersicht 3.4-1: (Fortsetzung S.135)

Autor	Jahr	Prognosegegenstand			Prognoseverfahren	Modellart	Bemerkungen
		Detaillierungsgrad	räumliche Aspekte	zeitliche Aspekte			
FISCHLER/ NELSON	1986	Haushalte	EVU	kWh/Monat	End-Use / Zeitreihenverfahren	E: 1971 - 1981 P: 1982 - 1983	
FISHER/ KAYSEN	1962	Haushalte; Industrie	USA	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1946 - 1949 1951 - 1957	
GARBACZ	1984	Haushalte: individuell	USA	kWh/Saison	ökonometrisches M.	E: ?	Saisonale Variationen der Elastizitäten
GEORGE	1979	Haushalte	5 EVU in Californien	Elastizitäten	End-Use-Modell	E: Samples 75-77 P: 1976 - 1978	
GILL/ MADDALA	1978	Haushalte	EVU	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1962 - 1972	Unterscheidung Heizverbrauch und sonstiger Stromverbrauch
GLAPKE/ FAZOLARE	1985	H ; I + C	7 Länder in Westafrika	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1960 - 1977	
GOETT/ MCFADDEN	1984	Haushalte	USA	kWh/a;	ökonometrisches / End-Use-Modell	E: 1979 (Sample) P: 1976 - 1995	
GOODWIN	1982	Haushalte: individuell	EVU (Stichprobe)	stdl. Leistung (ToD)	ökonometrisches M.	E: 7/77 - 9/77	
GRANGER et al.	1979	Haushalte: individuell	Region - Northwest	ToD	ökonometrisches M.	E: 10 Monate (Sample)	
GRIFFIN	1974	Haushalte, Industrie	USA	kWh/a; Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1951 - 1971 P: 1972 - 1981	
GUPTA	1971	Gesamt	-	MW/Monat	(stochastisches) Zeitreihenverfahren	P: 2 Jahre	
HAAR	1982	unterschiedliche Kundengruppen	EVU	unterschiedlich	Szenario-Writing		
HALVORSEN	1975	Haushalte: individuell	USA	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1960 - 1970	

Übersicht 3.4-1: (Fortsetzung S.136)

Autor	Jahr	Prognosegegenstand			Prognoseverfahren	Modellart	Bemerkungen
		Detaillierungsgrad	räumliche Aspekte	zeitliche Aspekte			
HALVORSEN	1976	H ; I ; C : individuell	USA	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1960 - 1970 P: 1970 - 1990	
HATCHER	1980	Haushalte: individuell	Region - Wisconsin	ToD	ökonometrisches M.	E: 9 Wochen im Sommer 1977	
HENDRICKS/ KOENKER/ POIRIER	1979	Haushalte: individuell	Region - Northeast	ToD	ökonometrisches M.	E: 11/75 - 2/76	
HENSON	1982	Haushalte: individuell	Region - Pacific Northwest	kWh/a; Elastizitäten	ökonometrisches / End-Use-Modell		
HIRSCHBERG	1984	I ; C : individuell	EVU	ToD (Maximum, total)	ökonometrisches M.		
HOLLAND	1984	Haushalte	BRD	kWh/a	End-Use- / ökonometrisches Modell	E: 1981 (Sample) P: 2000	
HOUSTON	1980	Haushalte	14 ländliche Regionen in Indiana	kWh/Monat	ökonometrisches M.	E: 1965 - 1979	
HOUTHAKKER	1951	Haushalte	England	kWh/Monat	End-Use-Modell / Zeitreihenverfahren	E: 1937 - 1938	
HOUTHAKKER/ VERLEGER/ SHEEHAN	1974	Haushalte	Bundesstaaten der USA	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1960 - 1971	
HURANANDANA	1979	Industrie	Thailand	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1964	
KING/SCOTT	1984		EVU	kWh/a	ökonometrisches / End-Use-Modell		
KRISHNAN	1984	Haushalte, Industrie	Region - Nebraska	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1961 - 1977 bzw. 1960 - 1977	
LAWRENCE/ BRAITHWAIT	1979	Haushalte: individuell	Region - Conneticut	ToD	ökonometrisches M.	E: 7/74 - 12/76	

Übersicht 3.4-1: (Fortsetzung S.137)

Autor	Jahr	Prognosegegenstand			Prognoseverfahren	Modellart	Bemerkungen
		Detaillierungsgrad	räumliche Aspekte	zeitliche Aspekte			
LILLARD/ ACTON	1981	Haushalte: individuell	Region - Los Angeles	kWh/Monat	ökonometrisches M.	E: 6/75 - 4/76 E: 10/76 - 9/77	Abhängigkeit Preiselastizitäten v.Wetter
LYMAN III.	1972	H ; I ; C ; andere	67 EVU	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1959 - 1968	
MANICHAIKUL/ SCHWEPPE	1980	Industrie: individuell	-	kW (15 Min.)	End-Use-Modell		
MAUNGKAEW	1975	H ; I ; C ; L ; andere	Region - Georgia	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1960 - 1971 P: 1972 - 1985	
MCELWAIN	1980	Haushalte	EVU	ToD - Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 18 Monate	
MCGUIRE	1982	Gesamt	Schottland	MW/a	ökonometrisches M.	E: ? P: 1987 - 1990	
MITCHEM	1981	H ; I ; C	32 Regionen in den USA	stündliche Leistung	End-Use-Modell	E: 1962 - 1974 P: 1975	
MOUNT/CHAPMAN/ TYRRELL	1973	H ; I ; C	USA - 48 Staaten	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1946 - 1970	
PACHAURI	1974	H ; I ; C	EVU	Elastizitäten	Simulationsmodell	E: ? P: - 1990	
PANZAR/ WILLIG	1979	Industrie	-	ToD	ökonometrisches M.		
PARTI/PARTI	1980	Haushalte: individuell	Region - San Diego	kWh/a; kWh/Monat; Elastizi.	ökonometrisches M.	E: 1975 (Sample)	
PECK/WEYANT	1985	H ; I ; C	USA	Wachstum kWh/a	Elastizitäten	E: 1963 - 1982 P: 1982 - 2000	
PEIRSON	1984	Haushalte	England und Wales	kWh/a	End-Use-Modell	E: 1955 - 1977	

Übersicht 3.4-1: (Fortsetzung S.138)

Autor	Jahr	Prognosegegenstand			Prognoseverfahren	Modellart	Bemerkungen
		Detaillierungsgrad	räumliche Aspekte	zeitliche Aspekte			
PETERSAN	1984	Haushalte: individuell	EVU	kWh/Monat	ökonometrisches M.	E: 11/78 - 2/84 P: 1990	
PINDYCK	1980	Haushalte	9 westliche Länder	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1965 - 1973	Elastizitäten Ländervergleich
PLATT	1983	Gesamt	Regionen in den USA	Lastkurve; Lastfaktor	Zeitreihenanalyse/ Regression	E: 1962 - 1974 P: 1977 - 1990	
PLUMLEY/ SEAMAN	1930	Gesamt	Region - Houston	Kilovoltampere/a	Extrapolation	E: 1917 - 1929 P: 1930 - 1940	
READ	1933	Haushalte; Gesamt	USA	kWh/a; Index des Stromverbrauchs	1. Einfache Regression 2. "End-Use" 3. Sbjektiv	E: 1920 - 1932/1933 P: 1932 - 1942	
REIFSCHNEIDER	1983	Gesamt	EVU	MW/h; MW/Woche	ökonometrisches M.	E: 1963 - 1980 P: 1981 - 1982	
RHYNE	1976	H ; I ; C	Region - Mississippi	kWh/a; Leistungsspitze	ökonometrisches M.	E: 1955 - 1971 P: 1975 - 1979	nur verzögerte Variablen
SCHELHORSE	1979	Commercial: individuell	EVU	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1965 - 1976	
SLOBOD	1977	18 Industriezweige	EVU	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1964 - 1975	
SNYDER	1979	Haushalte	Regionen - Städte in den USA	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1960 - 1974	36 Colorado Municipalities
SPANN/ BEAUVAIS	1979	Gesamt	EVU	kW	ökonometrisches M.	E: 6/60 - 9/60 bis 6/73 - 9/73 P: 1976 - 1985	
SRINIVASAN/ PRONOVOST	1975	Gesamt	EVU	GWh/h für 1 Woche, 1 Monat, 1 Jahr	multiple Regression - autoregressiv	E: 28.9.69 - 26.9.71 P: 27.9.71 - 26.9.72	

Übersicht 3.4-1: (Fortsetzung S.139)

Autor	Jahr	Prognosegegenstand			Prognoseverfahren	Modellart	Bemerkungen
		Detaillierungsgrad	räumliche Aspekte	zeitliche Aspekte			
TAYLOR	1979	Haushalte	Region - Arizona	ToD	ökonometrisches M.	E: 1975 (Sample)	
TAYLOR/ BLATTENBERGER/ RENNHACK	1984b	1. Haushalte 2. Haushalte	1. USA 2. USA	1. kWh/Monat 2. Elsatizitäten	1. ökonometrisches Modell 2. End-Use-Modell	1. E: 60 - 75 2. E: 60 - 74	
TAYLOR/ SCHWARZ	1986	Haushalte: individuell	EVU	kWh/Periode des größten Verbrauchs	ökonometrisches M.	E: 8/78 - 83	
THOMAS/ MACKERRON	1982	Industrie	Großbritannien	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1959 - 1980 P: 2000	
URI	1979a	H ; I ; C ; andere	USA	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1/72 - 3/78	
URI	1979b	Gesamt	EVU	MW/Monat	Zeitreihenverfahren/ ökonometrisches M.	E: 1/61 - 12/69 P: 1/70 - 12/73	
WALASEK	1980	Haushalte; Industrie; Commercial	Regionen - Teilstaaten der USA	Elastizitäten	ökonometrisches M.		
WALKER	1978	Haushalte: individuell	Region - Texas	Elastizitäten	ökonometrisches M.	E: 1972 - 1975	
WILDE	1979 1980	H ; I ; V ; KV	Region - München	kWh/a	kausales Modell Szenario-Writing	P: 2000	
WILDER/ WILLENBORG	1975	Haushalte: individuell	städtische Region (USA)	kWh/a	ökonometrisches M.	E: 1973 (Sample)	
WILSON	1969 1971	Haushalte; Industrie	77 Städte in denm USA	Elastizitäten	ökonometrisches / End-Use-Modell	E: 1961	
WOO	1985	kleine Nicht-Haushalte: individuell	Region - Pacific (USA)	ToD	ökonometrisches M.	E: 5/82 - 8/82	
WOO/HANSER/ TOYAMA	1986	Gesamt	EVU	stündliche Leistung	Regressionsmodell	E: 1974 - 1983	

Übersicht 3.4-1: Synopse zu den wichtigsten in der Literatur dokumentierten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodellen

Eine **Auswertung** der Übersicht 3.4-1 läßt sich in folgende Punkte, welche die Mängel der vorhandenen Modelle und die Besonderheiten des hier entwickelten Modells (vgl. dazu insbesondere 4.) deutlich werden lassen, **zusammenfassen**:

- Hinsichtlich der **Differenzierung des Prognosegegenstandes** bleibt festzuhalten, daß nur sehr wenige Modelle den **gesamten Stromverbrauch** betrachten und diesen zudem nach verschiedenen **Kundengruppen differenzieren** (vgl. z.B. LYMAN 1972; MAUNGKAEW 1975). Um die für ein EVU relevanten Anpassungsnotwendigkeiten erkennen zu können, ist jedoch beides notwendig.
- In Bezug auf die **räumliche** Dimension des Prognosegegenstandes sind u.E. nur solche Modelle interessant, die sich auf den **Stromverbrauch eines EVU** beziehen.
- Hinsichtlich der **zeitlichen** Gesichtspunkte verdeutlicht die Übersicht 3.4-1, daß es nur wenige Modelle gibt, die den monatlichen Stromverbrauch vorhersagen (vgl. HOUTHAKKER 1951; SRINIVASAN/PRONOVOST 1975; BROEHL 1981; LILLARD/ACTON 1981; TAYLOR/BLATTENBERGER/RENNHACK 1984b; FISCHLER/NELSON 1986).
- Eine Analyse der **Modellart** zeigt, daß sich ein Großteil der Modelle auf die **Erklärung des Stromverbrauchs in der Vergangenheit** beschränkt; derartige Modelle müssen vor allem deshalb abgelehnt werden, weil zum einen nicht sichergestellt ist, daß die für die Erklärung verwendeten Daten auch in der Form vorliegen, wie sie zu einer Prognose benötigt wird; zum anderen sagt die Erklärung des Stromverbrauchs mit Hilfe eines Modells in der Vergangenheit nichts über die Prognosefähigkeit des betreffenden Modells aus.
- Hinsichtlich des **Prognoseverfahrens** können aus der Übersicht 3.4-1 keine direkten Rückschlüsse gezogen werden, da nur eine sehr grobe Unterscheidung gewählt wurde; eine **detailliertere Analyse** der dokumentierten Modelle hat jedoch gezeigt, daß **kein Modell explizit** unter dem Aspekt der **Anpassungsfähigkeit** entwickelt worden ist; jedes der wiedergegebenen Modelle ist in seiner Anwendbarkeit auf eine ganz spezifische Datenkonstellation beschränkt.

Gerade dem letzten Punkt ist bei der Entwicklung des gewählten Modells extensiv Rechnung zu tragen. Nur hierdurch scheint sichergestellt werden zu können, daß eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose und -analyse einen erheblichen Beitrag zur Schaffung und Erhaltung der Flexibilität in einem EVU beitragen kann.

4. Das gewählte (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell

Aus den im vorherigen Kapitel umrissenen Gestaltungsmöglichkeiten, ist im folgenden eine konkrete Gestaltungsalternative zu konzipieren, welche die skizzierten **gestaltungstechnischen Mängel ausräumt** (vgl. dazu 1. und 3.4) und explizit dem Aspekt der **Anpassungsfähigkeit** Rechnung trägt.

Die **Beschreibung der gewählten Gestaltungsalternative** erfolgt entsprechend der im vorherigen Kapitel unterschiedenen **Dimensionen einer Stromverbrauchsprognose**. Dadurch ergeben sich **vier Hauptschritte**, in denen das gewählte Modell vorgestellt wird:

(1) Beschreibung des **Prognosegegenstandes** (grundlegende konzeptionelle Gedanken zum gewählten Modell);
(2) Beschreibung des **Prognoseverfahrens** (das verwendete Modell zur Erklärung des Stromverbrauchs);
(3) Beschreibung der **Prognoseaussagen** (die Art des Modells);
(4) Beschreibung des gesamten **Prognosesystems** (das Gesamtmodell - ein zusammenfassender Überblick).

Jeder dieser Schritte beinhaltet die Wiedergabe von Teilen einer speziellen, konkreten Gestaltungsalternative: das von uns gewählte (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell, so daß die folgenden Ausführungen als **Gestaltungsempfehlungen** zu interpretieren sind.

4.1 Grundlegende konzeptionelle Gedanken zum gewählten Modell (der Prognosegegenstand)

Die Konstruktion eines Prognosemodells, allgemeiner sogar die Durchführung einer Prognose, beginnt zweckmäßigerweise mit der Festlegung der Prognosegegenstände (vgl. dazu auch BROCKHOFF 1977,S.49). Da durch diese Festlegung die Gestaltungsmöglichkeiten der anderen Gestaltungsdimensionen einer Prognose (eines Prognosemodells) erheblich beeinflußt werden, sind mit der **Auswahl der Prognosegegenstände grundlegende konzeptionelle Überlegungen verbunden.**

Das **gewählte Modell** soll

- die **monatliche Arbeitsmenge**
- für die **Landesversorgung eines EVU**
- differenziert nach **Kundengruppen**, die aufgrund **rechtlicher und/ oder sozio-ökonomischer Kriterien** gegliedert sind,
- über eine **Prognosefrist von 1 bis 2 Jahren**

prognostizieren und analysieren. Die **Gründe**, welche zu dieser Gestaltung des Stromverbrauchsprognosegegenstandes geführt haben, wollen wir im folgenden skizzieren.

Elementare Gründe für die Festlegung des gewählten Stromverbrauchsprognosegegenstandes sind aus theoretischen Überlegungen die Progno-

sezwecke[1], aus pragmatischer Sicht die **Möglichkeiten zur Datenbeschaffung.**

(1) Die Bedeutung des Prognosezweckes für den ausgewählten Stromv
brauchsprognosegegenstand

Das Ziel der vorliegenden Arbeit besteht generell darin, ein Progn
se- und Analysemodell zu entwickeln, das zur Schaffung und Erhaltu
der Flexibilität in einem EVU beitragen kann (vgl. dazu 1.). Damit
besteht der **generelle Prognosezweck** in der **Verbesserung der Flexib
lität eines EVU**[2]. Da sich hieraus aufgrund der Vielfalt und Komple
xität des Flexibilitätsphänomens (vgl. dazu 1.3) noch keine genüge
genauen Implikationen für die Gestaltung des Prognosegegenstandes
ergeben, haben wir die Zielsetzung der Arbeit und damit auch den i
Betracht zu ziehenden **Prognosezweck weiter eingegrenzt**: und zwar
soll das Modell in erster Linie zur Verbesserung der **operativen Fl
xibilität** beitragen, wobei es aber ferner ggf. in der Lage sein
soll, aus kurzfristigen Veränderungen im Stromverbrauch langfristi
wirksame, verbrauchsverändernde Tendenzen erkennen zu können. Aus
dem derart eingeengten Prognosezweck ergeben sich einige **Implikati
nen für die Gestaltung des Prognosegegenstandes.**

Zum einen ergibt sich aus diesem Prognosezweck unmittelbar die Not
wendigkeit zu einer **kurzfristigen Stromverbrauchsprognose und -ana
lyse.** Denn nur bei einer kurzfristigen Betrachtung, können kurzfri
stige Änderungen im Stromverbrauch festgestellt werden. Damit hier
aus jedoch auch langfristig wirksame, verbrauchsverändernde Tenden
zen erkannt werden können, ist die Prognosefrist nicht zu kurz zu
wählen. Weil bei einer kürzerfristigen Betrachtung zufällige und
saisonale Schwankungen des Stromverbrauchs deutlich dominieren, si
in diesem Fall langfristig wirksame Tendenzen kaum herauszufiltern
Aus diesem Grund scheint eine kurz- bis mittelfristige Stromver-
brauchsprognose, die eine **Prognosefrist von 1 bis 2 Jahren** abdeckt
ideal zu sein.

Ein zweiter Gestaltungshinweis, der sich aus dem von uns verfolgte
Prognosezweck ergibt, betrifft die **räumliche Komponente** des Strom-
verbrauchsprognosegegenstandes. Danach ist die Stromverbrauchspro-
gnose für das **Versorgungsgebiet**[3] **des betreffenden EVU** durchzuführe
Denn eine Stromverbrauchsprognose, die zur Schaffung und Erhaltung
der Flexibilität eines EVU beitragen soll, muß in erster Linie die
jenigen Umweltveränderungen und -störungen identifizieren, die das
betreffende EVU **direkt** tangieren. Denn Veränderungen im Stromver-

---

[1] Vgl. in diesem Zusammenhang z.B. auch MEFFERT/STEFFENHAGEN (1977,S.55), die fordern: "vielmehr sollte die Leistungsfähigkeit von Prognose- und Entscheidungsmodellen unter Akzeptanz ihrer entscheidungsfeldbedingten **Zwecksetzung** beurteilt werden."

[2] Dieser Prognosezweck besitzt natürlich nur für unsere Arbei "generellen" Charakter.

[3] Auf die in diesem Zusammenhang anstehende Unterscheidung in Gesamt- und Landesversorgung gehen wir an anderer Stelle ein (vgl. dazu Punkt (2)).

regional begrenzte Ursachen haben. Die Prognose des Stromverbrauchs für diese Region besitzt daher höchstens für eine von EPPINK (1975, S.5) als "competitive flexibility" bezeichnete Flexibilitätsart und eine strategische Flexibilität (vgl. dazu 1.3.4) Bedeutung.

Dieses gilt ebenso für Stromverbrauchsprognosen, die Gebiete betreffen, welche über das Versorgungsgebiet des EVU hinausgehen. Derartige Prognosen bergen für das EVU die Gefahr in sich, daß die für das eigene Versorgungsgebiet relevanten Umweltveränderungen nicht oder falsch wahrgenommen werden und irrelevante Veränderungen überschätzt werden[1].

Entsprechend muß gegen eine Stromverbrauchsprognose argumentiert werden, in der nur ein Teil des gesamten Versorgungsgebietes eines EVU erfaßt wird. Relevante Umweltveränderungen in einem anderen, nicht abgebildeten Teilgebiet des Versorgungsgebietes können nicht bemerkt werden; die Prognose leistet einen geringeren Beitrag zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität.

(2) Die Möglichkeiten zur Datenbeschaffung und deren Bedeutung für den ausgewählten Stromverbrauchsprognosegegenstand

Die Lösung praktischer Prognoseprobleme wird durch die Möglichkeiten der Datenbeschaffung erheblich erschwert. Dieses als **Datenproblem** in der Literatur hinlänglich diskutierte Phänomen (vgl. dazu z.B. TOPRITZHOFER 1974,S.62; MEFFERT/STEFFENHAGEN 1977,S.56; EPPEN/GOULD 1979,S.11ff.; PFOHL 1981,S.145; sowie speziell für Prognosemodelle SCHRÖDER 1981,S.25f.; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT/MCGEE 1983,S.546ff.) wollen wir im Hinblick auf unser spezielles Prognoseproblem ausführlicher erörtern.

Zuvor ist jedoch darauf hinzuweisen, daß die hier anklingende Vorgehensweise einer isoliert durchzuführenden Analyse der Datenbeschaffungsmöglichkeiten die tatsächliche, praktisch einzuschlagende Vorgehensweise stark simplifiziert wiedergibt. So korrespondiert einerseits das vorhandene Datenmaterial in hohem Maße mit den einsetzbaren Prognoseverfahren; andererseits determiniert das ausgewählte Prognoseverfahren, nach welchen Daten gesucht werden soll. Die Datenbeschaffung und die Wahl des Prognoseverfahrens laufen daher i.d.R. **parallel** ab (vgl. GRAF 1969,S.84). Wir wollen sogar noch weiter gehen und von einem **iterativen Prozeß** sprechen, der zur Erzielung eines (Sub-) Optimums bzgl. der Datenbeschaffung und dem Prognoseverfahren mehrmals durchlaufen werden muß.

Unabhängig davon, ob die Datenbeschaffung isoliert oder als Teil eines komplexen Prozesses begriffen wird, sind zur **Lösung des Datenproblems** in Anlehnung an MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT/MCGEE (1983, S.547ff.) die **folgenden Fragen** zu beantworten:

---

[1] Dieses gilt, wie noch einmal ausdrücklich betont, nur für die hier behandelte Problemstellung.

- Welchen **Zeitraum**[1] müssen die einzelnen Daten umspannen (Time Period Covered by Each Data Value)?
- In welchem **Detaillierungsgrad** (Level of Detail Required) werden die Daten benötigt?
- In welcher **Häufigkeit** (The Frequency of Data Use) müssen die benötigten Daten zu Verfügung stehen?
- Wie sollen die Daten **gemessen** werden (Unit of Measurement)?
- Mit welchem **Genauigkeitsgrad** (Level of Accuracy Required) müssen die Daten vorliegen?

Dabei ist prinzipiell anhand jeder dieser Fragen der mit einer bestimmten Datenbeschaffungsmöglichkeit verbundene potentielle **Nutzen** mit den dabei anfallenden **Kosten** zur Beschaffung der Daten abzuwägen. Da zwischen den einzelnen Teilaspekten des Datenproblems offensichtlich jedoch erhebliche Interdependenzen bestehen, wollen wir auf eine isolierte Diskussion jeder einzelnen Frage verzichten und stattdessen die einzelnen Punkte anhand grundsätzlicher Möglichkeiten zur Beschaffung der für eine Stromverbrauchsprognose benötigten Daten ansprechen. Hierdurch wird sichergestellt, daß den Interdependenzen genügend Rechnung getragen wird.

Bei den grundsätzlichen **Möglichkeiten zur Beschaffung der für eine Stromverbrauchsprognose benötigten Daten** ist zunächst eine weitere Differenzierung vorzunehmen. Zum einen werden Daten von der abhängigen, der zu prognostizierenden Größe benötigt, also Daten über den Stromverbrauch. Zum anderen werden bei einer Reihe von Prognoseverfahren, i.e. kausale Prognoseverfahren, Daten über Größen benötigt, die den Stromverbrauch determinieren. Da wir in diesem Kapitel die Auswahl des Prognosegegenstandes erörtern, ist an dieser Stelle nur der erste Problemkreis von Interesse.

Generell können die **Stromverbrauchsdaten**

- beim EVU an den **Einspeisestationen** oder
- beim Kunden an dessen **Stromzähler**

abgelesen werden.

(a) Ablesung der Daten an den Einspeisestationen

Stromverbrauchsdaten, die bei der **Einspeisung** eines EVU in das Stromversorgungsnetz erfaßt werden, erlauben eine kontinuierliche Messung des Stromverbrauchs, da nahezu jedes EVU - zumindest jedes größere - über eine zentrale Lastwarte verfügt, in der die aktuelle Netzbelastung an jeder Einspeisestation überwacht und gesteuert wird. Für eine Stromverbrauchsprognose, welche den von uns gewünschten Prognosezweck erfüllen soll, sind diese Daten jedoch weniger geeignet.

---

[1] Unter Zeitraum ist in diesem Zusammenhang die Zeitspanne zu verstehen, die von einem Wert der betreffenden Daten erfaßt wird (vgl. dazu auch 3.2.1 Punkt (3)). So kann der Stromverbrauch z.B. für 1 Tag, 1 Woche oder 1 Jahr u.a.m. erfaßt werden.

Zum einen bestehen kaum Möglichkeiten, die Stromverbräuche nach Kundengruppen differenziert zu erfassen[1]. Damit liegen diese Daten nicht im benötigten **Detaillierungsgrad** vor. Denn um alle für ein EVU relevanten Umweltveränderungen identifizieren zu können, ist eine Marktsegmentierung (vgl. dazu z.B. KOTLER 1982,S.201ff.; ZENTES 1983,S.231f.; NIESCHLAG/DICHTL/HÖRSCHGEN 1985,S.826ff.; MEFFERT 1986,S.243ff.) eine unerläßliche Voraussetzung.

Zum anderen entstehen durch Leitungs- und Netzverluste Differenzen zwischen Stromeinspeisung und dem vom Kunden tatsächlich verbrauchten Strom. Diese Differenz läßt sich zwar ex post annäherungsweise berechnen, erschwert ex ante jedoch eine exakte Stromverbrauchsprognose. Den an den Einspeisestationen gewonnenen Daten mangelt es daher für den hier verfolgten Prognosezweck an einer ausreichenden **Genauigkeit**.

Zusammenfassend liefern damit die an den Einspeisestationen kontinuierlich gemessenen Stromeinspeisungen lediglich eine Zeitreihe des gesamten (Brutto-) Stromverbrauchs für das gesamte Versorgungsgebiet eines EVU, die darüber hinaus aufgrund der Leitungs- und Netzverluste mit Fehlern behaftet ist. Aus diesen Gründen eignen sich diese Daten lediglich für eine sehr kurzfristige Lastprognose, deren Hauptzweck darin besteht, für die nächste Zukunft (i.d.R. bis zu 1 Woche) die **gesamte Netzbelastung** vorherzusagen.

(b) Ablesung der Daten beim Kunden

Die Ablesung des **Stromverbrauchs beim Kunden** eines EVU erlaubt dagegen eine beliebige Marktsegmentierung. Es können prinzipiell Daten über den Stromverbrauch eines jeden einzelnen Kunden zu jedem Zeitpunkt beschafft werden. Eine solche Vorgehensweise widerspricht jedoch offensichtlich jeden Wirtschaftlichkeitsüberlegungen. Die für diese Art der Datenbeschaffung anfallenden Kosten übersteigen bei weitem den damit verbundenen Nutzen.

Zur **Kostenbegrenzung** bietet es sich in diesem Zusammenhang an, einzelne Kunden zu Kundengruppen zusammenzufassen und/oder den Stromverbrauch nur zu bestimmten Zeitpunkten zu erheben. Hieraus ergeben sich zwei grundsätzliche Möglichkeiten (Unterarten) zur Datenbeschaffung beim Kunden:

- **stichprobenartig** durchgeführte **Marktbeobachtungen** oder
- Verwendung der für die **Verkaufsabrechnungen** erstellten Stromverbrauchsablesungen.

Eine Stromverbrauchsprognose, die dem Flexibilitätsziel in besonderem Maße zuträglich sein soll, muß auf Daten beruhen, in denen sich möglichst alle Umweltveränderungen widerspiegeln. Beurteilen wir die beiden o.g. Vorgehensweisen dahingehend, so muß im Rahmen einer eher **kurzfristigen** Betrachtung dem zweiten Weg, der **Verwendung der für die Verbrauchsabrechnungen gewonnenen Daten**, der Vorzug gegeben werden. Denn die Verwendung stichprobenartig durchgeführter Marktbeob-

---

[1] Einzig die differenzierte Erfassung nach Letztabnehmern und weiterverteilenden Abnehmern ist generell realisiert.

achtungen (Stichprobenerhebung) ist aus folgenden Gründen abzulehnen:

- Grundlage der **Stichprobenerhebung** ist die **Repräsentativität** (vgl. z.B. MEFFERT 1986,S.198). Diese liegt vor, "... wenn die Merkmale und ihre Verteilungen in der Stichprobe und der Grundgesamtheit übereinstimmen" (ZENTES 1983,S.310). Umweltveränderungen können aber gerade ihre Ursache darin haben, daß sich diese Merkmale bzw ihre Verteilungen in der Grundgesamtheit ändern. Eine Stromverbrauchsprognose und -analyse, die alleine auf Daten basiert, die im Rahmen einer Stichprobe gewonnen werden, kann derartige Änderungen nicht erfassen. Es sei denn, das Stichprobenverfahren wird mit einer regelmäßigen Analyse der Grundgesamtheit gekoppelt. Hierdurch werden Änderungen in der Zusammensetzung der Grundgesamtheit festgestellt, so daß die Repräsentativität der Stichprob wiederhergestellt werden kann. Da die hierfür benötigten Daten (z.B. Bevölkerungsstatistiken, Wohnungsbestandsstatistiken für da betreffende Versorgungsgebiet u.a.m.) z.T. in nur sehr großen Zeitabständen erhoben werden, eignet sich eine Stichprobenerhebun nicht für eine kurzfristige Betrachtungsweise: die Daten stehen nicht in der **benötigten Häufigkeit** zur Verfügung.

- Ferner ist eine lückenlose Erhebung des Stromverbrauchs für eine repräsentativ ausgewählte Anzahl von Kunden äußerst **zeitaufwendig** und **kostenintensiv**. Daher wird eine Stichprobe i.d.R. nur für bestimmte Zeiträume oder zu festgelegten Zeitpunkten erhoben. Im ersten Fall besteht die Gefahr, gerade dann keine Daten zu erheben, wenn sich eine Umweltveränderung konkretisiert; die Reaktionszeit kann sich erheblich verlängern. Im zweiten Fall stellt sich sofor die Frage, warum nicht gleich die Verkaufsabrechnungen als Datenquelle herangezogen werden; denn auch hier handelt es sich um regelmäßig erhobene Daten des Stromverbrauchs zu festgelegten Zeitpunkten - jedoch für die gesamte Grundgesamtheit.

Der Nachteil, der sich aus der für die Verkaufsabrechnungen gewonnenen Daten ergibt, besteht vor allem darin, daß hiermit der Prognosegegenstand weitgehend determiniert wird: aufgrund der Besonderheiten der Verbrauchsablesungen, die wir im folgenden ausführlich darstellen werden, läßt sich "nur" die **monatliche Arbeitsmenge** als Grundlage einer Stromverbrauchsprognose verwenden. Daneben wird der **Detaillierungsgrad der Stromverbrauchsprognose** ebenfalls weitgehend durch die Entscheidung, die Daten der Verkaufsablesungen zu verwenden, festgelegt. Um diese Zusammenhänge zu verdeutlichen, ist das Prinzip der Verkaufsabrechnungen und der dafür benötigten Stromverbrauchsablesungen zu erläutern.

Das **Prinzip der Verkaufsabrechnungen** und der dafür benötigten **Stromverbrauchsablesungen** wollen wir am **Beispiel der VEW** behandeln. Zum einen ist die VEW Gegenstand des praktischen Teils der vorliegenden Arbeit, so daß an dieser Stelle bereits ein Vorverständnis für die in diesem Teil der Arbeit zu beachtenden Probleme gewonnen werden kann. Zum anderen wird das bei der VEW angewendete Verfahren mit ge-

ringfügigen Modifikationen[1] bei den meisten anderen EVU ebenfalls angewendet.

Grundlegend für den **Ablauf der Verkaufsabrechnungen** ist die **Unterscheidung** in **Sondervertrags-** und in **Tarifkunden** (vgl. dazu auch 2.2.3). Bei den **Sondervertragskunden** erfolgt eine regelmäßige, mindestens monatlich durchgeführte Ablesung der Stromverbräuche. I.d.R. wird dabei sowohl die verbrauchte Arbeitsmenge, als auch die höchste in Anspruch genommene Leistung erfaßt. Demgegenüber erfolgt bei den **Tarifkunden** lediglich eine im Jahresturnus durchgeführte Zählerablesung, in der nur die verbrauchte Arbeitsmenge erfaßt wird. Obwohl die Tarifkunden aufgrund des HT-Heizstromverbrauchs für Direktheizungen, aufgrund von Elektroherden u.a.m. erheblich zu Leistungsschwankungen und -spitzen beitragen können, erfolgt bei diesen keine Leistungsmessung. Die Verkaufsabrechnungen für die Tarifkunden, die bei der VEW immerhin einen Anteil von ca. 30% an der gesamten Landesversorgung ausmachen, basieren fast ausschließlich auf der Messung der verbrauchten Arbeitsmenge. Die Anrechnung eines Bereitstellungspreises (vgl. dazu z.B. BÜDENBENDER 1982,S.117ff.) kann die während eines Zeitraumes in Anspruch genommene Leistung nur sehr unzureichend erfassen. Darüber hinaus ist zu beachten, daß der Stromverbrauch der Tarifkunden in einem rollierenden Verfahren abgelesen wird, so daß in jedem Monat nur ca. 1/12 aller Tarifkunden erfaßt wird. D.h., streng genommen kann der monatliche Stromverbrauch der Tarifkunden nur geschätzt werden. Aus diesem Grund werden die Verkaufsabrechnungen bei den Tarifkunden auch durch sog. Abschlagszahlungen vorgenommen, die nach erfolgter, jährlicher Zählerablesung mit dem tatsächlichen Stromverbrauch verrechnet werden.

Aufgrund dieser skizzierten Vorgehensweise kann eine Stromverbrauchsprognose, die auf Daten der Verkaufsabrechnungen basiert, in einem ersten Schritt nur zu einer Prognose der **monatlichen Arbeitsmenge** führen, da die Verbrauchsdaten nur in dieser Form für **alle Kunden** vorliegen. Weil aber die monatlichen Arbeitsmengen der Tarifkunden nur geschätzt werden können, handelt es sich bei den Daten nur z.T. um tatsächliche Verbräuche. Das sich hieraus ergebende, bei VEW z.Zt. implementierte **Verfahren zur Berechnung der monatlichen Verbräuche** ist in der Übersicht 4.1-1 schematisch wiedergegeben. Da dieses Schema für sich selbst spricht, wollen wir die einzelnen Teilschritte nicht näher erläutern. Festzuhalten bleiben lediglich die folgenden Punkte:

- **Echte** monatliche **Verbrauchsdaten** liegen lediglich für die **Sondervertragskunden**, die mittelbare Versorgung und den Betriebsverbrauch innerhalb der gesamten Landesversorgung vor.
- Der **Stromverbrauch der Tarifkunden** berechnet sich dagegen als **Residualgröße** aus der Stromabgabe abzüglich direkt gemessener Verbräuche und geschätzter Netzverluste.
- Bezugsgröße der vorliegenden Arbeit ist die **Landesversorgung**, da die Aushilfe- und Sonderlieferungen eine kaum zu prognostizierende Größe und für unsere Problemstellung weitestgehend irrelevant sind.

---

[1] Dieses betrifft z.B. eine 2-monatliche anstatt einer monatlichen Rechnungserstellung für die Tarifkunden.

Stromabgabe ab Sammelschiene	[kontinuierlich gemessen]
- Aushilfe- und Sonderlieferungen	[kontinuierlich gemessen]
= Landesversorgung	
- Stromverbrauch der Sondervertragskunden	[mindestens monatlich gemessen]
- Lieferungen an weiterverteilende EVU (mittelbare Versorgung)	[kontinuierlich gemessen]
- Betriebsverbrauch	[kontinuierlich gemessen]
= Residualgröße	[berechnet]
- Netzverlust	[geschätzt]
= Stromverbrauch der Tarifkunden	[berechnet]

Übersicht 4.1-1: Berechnungsschema der monatlichen Stromverbräuche bei der VEW

Das in der Übersicht 4.1-1 dargestellte Berechnungsschema wird jedoch nur für die Monate Januar bis November angewendet. Im Dezember eines jeden Jahres erfolgt zusätzlich zu dieser **retrograden** Berechnung des Stromverbrauchs der Tarifkunden eine **progressive** Berechnung. Dazu werden die Daten der rollierenden Ablesung verwendet. Mit Hilfe eines hier nicht näher zu beschreibenden Modells wird aus diesen Daten der "tatsächliche" Stromverbrauch der Tarifkunden für das laufende Jahr ermittelt[1]. Die Übersicht 4.1-2 faßt das daraus resultierende Berechnungsschema für die jährlichen Stromverbräuche schematisch zusammen.

Durch diese zweite, **progressive Berechnung** der Stromverbräuche wird sichergestellt, daß zum Ende eines Kalenderjahres der tatsächliche, während des beteffenden Jahres aufgelaufene Stromverbrauch für die Tarifkunden in Ansatz gebracht wird. Dieses ist notwendig, da die **retrograde Berechnung** einige **Fehlerquellen** aufweist, die sich in einer fehlerhaften Berechnung des Stromverbrauchs für die Tarifkunden kumulieren, wie sich leicht aus dem Berechnungsschema in der Übersicht 4.1-1 nachvollziehen läßt. Als potentielle Fehlerquellen seien

[1] Durch die rollierende Ablesung handelt es sich dann nicht um tatsächliche Verbräuche des betreffenden Kalenderjahres, sondern um tatsächliche Verbräuche des jeweiligen "Ablesungsjahres".

Stromverbrauch der Tarifkunden für das abgelaufene Jahr	[mit Hilfe eines Modells aus den Daten der rollierenden Ablesung berechnet]
+ Netzverluste	[geschätzt]
+ Stromverbrauch der Sondervertragskunden	[gemessen]
+ Betriebsverbrauch	[gemessen]
= Unmittelbare Versorgung	
+ Lieferungen an weiterverteilende EVU (mittelbare Versorgung)	[gemessen]
= Landesversorgung	

Übersicht 4.1-2: (Progressive) Berechnung der jährlichen Stromverbräuche bei der VEW

beispielhaft genannt:

- Einspeisungen in das Versorgungsnetz werden nicht erfaßt, d.h., die an der Sammelschiene gemessene Stromabgabe wird zu niedrig ausgewiesen;
- Stromverbrauchszähler bei Sondervertragskunden fallen aus oder sind defekt, so daß deren Stromverbrauch zu niedrig angesetzt wird.

Allerdings müssen die durch eine gemischte Verwendung von retrograder und progressiver Berechnung entstehenden Differenzen in Kauf genommen werden[1]. Denn der Verwendung von Daten, die für die Verbrauchsabrechnungen gewonnen werden, steht keine gleichwertige Alternative zur Datenbeschaffung gegenüber, wenn die betreffenden Daten für eine kurzfristige Stromverbrauchsprognose und -analyse herangezogen werden sollen.

Ferner wird mit der Entscheidung, die für die Verbrauchsabrechnungen benötigten Daten als Basis für unser Modell zu verwenden, der **Detaillierungsgrad** des Prognosegegenstandes weitgehend determiniert. Es bietet sich danach eine Untergliederung der Stromverbrauchsprognose und -analyse nach **Kundengruppen** an. Dabei ist eine Aufteilung

[1] Eine wesentliche Verbesserung in der Erfassung der monatlich Verbrauchsdaten bestünde jedoch darin, bei der rollierenden Ablesung der Tarifkunden repräsentativ ausgewählte Stichproben zu verwenden. Hierdurch ließen sich die monatlichen Verbräuche der Tarifkunden mit genügend hoher statistischer Sicherheit berechnen. Die o.a. Fehlerquellen der retrograden Berechnung könnten weitestgehend ausgeschaltet werden.

der Kundengruppen nach **rechtlichen** und/oder **sozio-ökonomischen** Kriterien vorzunehmen. Grundlage dieser Unterteilung sind die monatlichen Verkaufsberichte (Monatsberichte der VEW), welche aufbereitete Daten der Verkaufsabrechnungen beinhalten. Der Aufbau der für unser Problematik relevanten Teile der Monatsberichte ist in der Übersicht 4.1-3 abgebildet.

Aus **pragmatischen** Erwägungen heraus weist die Verwendung der **Monatsberichte** folgende **grundsätzlichen Vorteile** auf:

- Gewährleistung einer **unproblematischen Datenbeschaffung**, da die Monatsberichte einen sehr großen Verteilerkreis haben.
- Anfall sehr **geringer Kosten** für die Datenbeschaffung, da die Monatsberichte für zahlreiche andere Zwecke erstellt werden.
- Verwendung **aktuellster** Verbrauchsdaten - etwa am 20. eines Monats stehen die Verbrauchsdaten des Vormonats zur Verfügung.
- Sicherstellung einer gewissen **Benutzerakzeptanz** der Daten, da die Monatsberichte einen hohen (internen) Verbreitungsgrad aufweisen.

Aus **theoretischen** Erwägungen heraus ist die von den Monatsberichten vorgegebene Marktsegmentierung als ausreichend und geeignet zu bewerten. Durch diese Marktsegmentierung werden die wichtigsten homogenen Stromverbrauchsgruppen (vgl. dazu Übersicht 4.1-3) differenziert erfaßt.

Fassen wir die vorangegangenen Ausführungen kurz **zusammen**, so bleib festzuhalten, daß aufgrund des von uns speziell untersuchten Prognosezweckes und der Möglichkeiten zur Datenbeschaffung folgender (Stromverbrauchs-) Prognosegegenstand gewählt wurde:

- **monatliche Arbeitsmenge**
- für die **Landesversorgung eines EVU**
- differenziert nach **Kundengruppen**, die aufgrund **rechtlicher** und/oder **sozio-ökonomischer Kriterien** segmentiert wurden,
- über eine **Prognosefrist von 1 bis 2 Jahren.**

Die Festlegung dieser vier Parameter eines Stromverbrauchsprognosegegenstandes spiegelt die **grundlegenden konzeptionellen Gedanken** zum Aufbau des gewählten Stromverbrauchsprognosemodells wider. Auf dieser Basis ist das Modell im folgenden zu konkretisieren.

III. STROMABSATZ

FEBRUAR 1986	BERICHTSMONAT			JANUAR BIS EINSCHL. BERICHTSMONAT			
	Mio kWh	gegen Vorjahr		Anteil	Mio kWh	gegen Vorjahr	
		Mio kWh	vH	vH		Mio kWh	vH
SONDERVERTRAGS-KUNDEN	881	+ 4	+ 0,5	40	1 805	+ 3	+ 0,2
INDUSTRIE	740	- 7	- 0,9	33	1 509	- 17	- 1,1
VERKEHR	27	+ 2	+ 5,6	1	57	+ 2	+ 3,0
ÖFFENTLICHE EINRICHTUNGEN	81	+ 5	+ 7,0	4	172	+ 11	+ 6,6
GEWERBE U. A.	33	+ 4	+ 14,4	2	67	+ 7	+ 12,5
TARIFKUNDEN	720	+ 39	+ 5,6	32	1 449	- 69	- 4,5
BETRIEBSVERBRAUCH	8	0	x	0	16	0	x
UNMITTELBARE VERSORGUNG	1 609	+ 43	+ 2,7	72	3 270	- 66	- 2,0
MITTELBARE VERSORGUNG	618	+ 47	+ 8,3	28	1 248	+ 28	+ 2,2
LANDESVERSORGUNG	2 227	+ 90	+ 4,2	100	4 518	- 38	- 0,8
AUSHILFE- UND SONDERLIEFERUNGEN	143	- 11	- 6,9		287	- 27	- 8,4
GESAMTVERSORGUNG	2 370	+ 79	+ 3,5		4 805	- 65	- 1,3
ÜBERTRAGUNGEN	339	+ 27	+ 8,5		695	+ 17	+ 2,5

Übersicht 4.1-3: (Fortsetzung S.152)

III. a STROMABSATZ AN INDUSTRIE NACH BRANCHEN

FEBRUAR 1986	BERICHTSMONAT			JANUAR BIS EINSCHL. BERICHTSMONAT			
		gegen Vorjahr		Anteil		gegen Vorjahr	
	Mio kWh	Mio kWh	vH	vH	Mio kWh	Mio kWh	vH
BERGBAU	16	0	+ 0,7	2	33	0	+ 0,3
GRUNDSTOFF- UND PRODUKTIONSGÜTER-INDUSTRIE	470	- 11	- 2,2	64	969	- 12	- 1,2
EISEN- UND STAHLINDUSTRIE	284	- 4	- 1,3	38	575	- 21	- 3,5
NE-METALLINDUSTRIE	56	+ 2	+ 4,5	8	117	+ 5	+ 4,2
ZEMENTINDUSTRIE	31	- 2	- 5,1	4	65	+ 12	+ 22,9
ÜBRIGE STEINE UND ERDEN	10	+ 1	+ 15,1	1	21	+ 3	+ 16,7
CHEMISCHE INDUSTRIE	62	- 8	- 12,1	9	132	- 11	- 7,4
ÜBRIGE	27	0	- 1,3	4	59	0	- 0,8
INVESTITIONSGÜTER-INDUSTRIE	126	+ 3	+ 2,7	17	251	- 2	- 0,7
EISEN- STAHL- UND METALL-VERARBEITUNG	62	+ 3	+ 5,9	8	123	+ 4	+ 3,0
MASCHINEN- UND APPARATEBAU	28	+ 1	+ 2,3	4	57	- 1	- 1,4
FAHRZEUGBAU	31	- 1	- 4,0	4	61	- 6	- 8,2
ÜBRIGE	5	0	+ 11,2	1	10	+ 1	+ 9,0
VERBRAUCHSGÜTER-INDUSTRIE	98	0	- 0,5	13	193	- 5	- 2,5
TEXTILINDUSTRIE	29	- 4	- 13,7	4	57	- 10	- 14,8
KUNSTSTOFFVERARBEITUNG	32	+ 3	+ 11,3	4	62	+ 6	+ 9,8
ÜBRIGE	37	+ 1	+ 2,4	5	74	- 1	- 0,8
NAHRUNGS- UND GENUSSMITTELINDUSTRIE	30	+ 1	+ 2,5	4	63	+ 2	+ 3,0
GESAMT	740	- 7	- 0,9	100	1 509	- 17	- 1,1

Übersicht 4.1-3: Aufbau der Monatsberichte zum Stromverbrauch der VEW (Auschnitt)

4.2 Das verwendete Prognose- und Analysemodell zum Stromverbrauch (das Prognoseverfahren)

Die **Prognose** des Stromverbrauchs erfolgt auf der **Basis eines Erklärungsmodells**. In diesem sind diejenigen Einflußfaktoren aufzunehmen, die (kurzfristig) den Stromverbrauch determinieren. Zur (theoretischen) Ableitung dieser Einflußfaktoren werden wir zunächst ein Grundmodell entwickeln, mit dessen Hilfe sich der Stromverbrauch (kurzfristig gesehen) erklären läßt (vgl. dazu 4.2.1). Anschließend ist das Erklärungsmodell zu konkretisieren, indem für die verschiedenen Kundengruppen die einzelnen Determinanten, Einflußfaktoren des Stromverbrauchs spezifiziert werden (vgl. dazu 4.2.2). Um sicherzugehen, daß das entwickelte Modell den dargestellten Sachverhalt richtig wiedergibt, ist es zu validieren (vgl. dazu 4.2.3). Hier zeigte sich, daß das Modell um eine autoregressive Komponente zu erweitern war (vgl. dazu 4.2.4). Die Validierung des derart erweiterten Modells schließt sich in 4.2.5 an. Bevor erwogen wird, das Modell weiter zu verwenden, sind die (theoretischen) Basisannahmen des zugrundeliegenden Modellansatzes (stufenweise, multiple Regressionsanalyse) zu überprüfen (vgl. dazu 4.2.6). Da das derart spezifizierte Erklärungsmodell des Stromverbrauchs nicht unbedingt ohne weiteres als Prognosemodell eingesetzt werden kann, ist abschließend die Eignung des Erklärungsmodells zur Prognoseerstellung zu prüfen, und sind ggf. Modifikationen am aufgestellten Modell durchzuführen (vgl. dazu 4.2.7).

4.2.1 Das verwendete Grundmodell zur Erklärung des Stromverbrauchs

Die Erklärung des Stromverbrauchs basiert auf einem sog. **"stock appliance"** (vgl. dazu z.B. FISHER/KAYSEN 1962,S.1ff.) oder **stock/utilization** (TAYLOR/BLATTENBERG/RENNHACK 1984a,S.89ff.) **Modell**. Dieser Ansatz beruht im Kern auf der Annahme, daß der Stromverbrauch eines beliebigen Kunden von der vorhandenen (Elektro-) Gerätausstattung (stock) und dessen Benutzung (appliance/utilization) abhängt. Von dieser Grundannahme ausgehend, lassen sich verschiedene Erklärungsmodelle des Stromverbrauchs entwickeln. Wir wollen im einzelnen von folgenden **Annahmen und Beziehungen** ausgehen:

- Der gesamte (monatliche) Stromverbrauch eines EVU (S) setzt sich aus den Verbräuchen aller Kunden S_i (für i = 1 bis n) zusammen:

$$S = \sum_{i=1}^{n} S_i \qquad (4.1)$$

- Jeder Kunde i verfügt über eine bestimmte (Elektro-) Geräteausstattung (G), wobei jedes mit Elektrizität zu betreibende Gerät als Stromverbrauchsquelle G_j (mit j = 1 bis k) bezeichnet wird:

$$G = \sum_{j=1}^{k} G_j \qquad (4.2)$$

- Jede Stromverbrauchsquelle j läßt sich bei einem Kunden i durch

einen spezifischen Stromverbrauch s (in kW) kennzeichnen:

s_{ij} = Spezifischer Stromverbrauch des Gerätes j, worüber der Kunde i verfügt. (4.3)

- Der gesamte (monatliche) Stromverbrauch eines Gerätes bei einem Kunden (S_{ij}) berechnet sich durch Multiplikation des spezifischen Verbrauchs mit der Häufigkeit der Benutzung (H_{ij}) und der durchschnittlichen täglichen Betriebsdauer (D_{ij}) des betreffenden Gerätes:

$$S_{ij}\left[\frac{kWh}{Monat}\right] = s_{ij}\left[kW\right] \cdot H_{ij}\left[\frac{Tage}{Monat}\right] \cdot D_{ij}\left[\frac{h}{Tag}\right] \quad (4.4)$$

mit:

H_{ij} = Häufigkeit der Benutzung eines Gerätes j beim Kunden i in Tage pro Monat gemessen und

D_{ij} = Durchschnittliche tägliche Betriebsdauer des Gerätes j beim Kunden i in Stunden pro Tag.

- Die unterschiedliche intensitätsmäßige Nutzung eines Gerätes läßt sich im Modell über die durchschnittliche tägliche Betriebsdauer abbilden:

$$D_{ij}^{*} = D_{ij} \cdot \frac{\text{Nutzungsgrad [\%]}}{100} \cdot \quad (4.5)$$

- Der gesamte monatliche Stromverbrauch eines Kunden S_i ergibt sich damit aus:

$$S_i = \sum_{j=1}^{k} s_{ij} \cdot H_{ij} \cdot D_{ij}^{*} \cdot \quad (4.6)$$

- Der gesamte monatliche Stromverbrauch eines EVU wird dann durch Summation über alle Kunden berechnet:

$$S = \sum_{i=1}^{n} \sum_{j=1}^{k} s_{ij} \cdot H_{ij} \cdot D_{ij}^{*} \cdot \quad (4.7)$$

- Da nicht jeder Kunde isoliert erfaßt werden soll, werden die Kunden zu n' homogenen Kundengruppen zusammengefaßt, mit:

i' = 1 bis n' Kundengruppen. (4.8)

Entsprechend der Festlegung des Prognosegegenstandes handelt es sich bei diesen Kundengruppen um die im Monatsbericht unterschiedenen Verbrauchsgruppen.

- Für die Berechnung des monatlichen Stromverbrauchs eines EVU folgt daraus:

$$S = \sum_{i'=1}^{n'} \sum_{j=1}^{k} s_{i'j} \cdot H_{i'j} \cdot D^{*}_{i'j} , \qquad (4.9)$$

wobei etwa $s_{i' \cdot j}$ den durchschnittlichen spezifischen Stromverbrauch des Gerätes j bei der Kundengruppe i' bezeichnet.

Dieses **Modell zur Erklärung des Stromverbrauchs** wollen wir als Grundlage einer Stromverbrauchsprognose verwenden. Dazu müßten die zukünftigen Werte der Größen bekannt sein, die auf der rechten Seite der obigen Gleichung stehen, also $s_{i' \cdot j}$, $H_{i' \cdot j}$ und $D_{i' \cdot j}$. Da diese Größen über kurzfristige Betrachtungszeiträume nur sehr schwer einer Messung, geschweige denn einer Prognose, zugänglich sind, soll das Erklärungsmodell im Hinblick auf dessen Anwendbarkeit verfeinert werden. Dieses geschieht, indem wir die Faktoren herausarbeiten, die letztlich die o.g. Größen $s_{i' \cdot j}$, $H_{i' \cdot j}$ und $D_{i' \cdot j}$ determinieren und darüber hinaus leichter gemessen und prognostiziert werden können.

4.2.2 Die (kurzfristigen) Determinanten des Stromverbrauchs

Bei der **Ableitung der Determinanten**, genauer der Einflußfaktoren, die den Stromverbrauch eines Kunden (kurzfristig) erklären, ist zwischen den einzelnen Verbrauchsgruppen zu differenzieren. Denn teilweise wird der Stromverbrauch bei verschiedenen Verbrauchsgruppen durch recht unterschiedliche Einflußfaktoren bestimmt. Da jedoch auch eine Reihe von Gemeinsamkeiten bestehen, wollen wir zunächst am **Beispiel der Haushalte**[1] die wichtigsten, grundlegenden Einflußfaktoren herausarbeiten[2]. Anschließend ist zu prüfen, inwieweit diese Einflußfaktoren zur Erklärung des Stromverbrauchs der **anderen Verbrauchsgruppen** (Industrie, Verkehr, Öffentliche Verbraucher, Gewerbe u.a., Betriebsverbrauch sowie mittelbare Versorgung) ausreichen.

---

[1] Die Ableitung der Einflußfaktoren erfolgt am Beispiel der Haushalte, da es sich hierbei um diejenige Verbrauchsgruppe handelt, über deren Stromverbrauchsverhalten die bei weitem genauesten Kenntnisse vorliegen.

[2] Dabei sind die Haushalte weitgehend mit der Kundengruppe der Tarifkunden gleichzusetzen.

4.2.2.1 Die Ableitung der Determinanten des Stromverbrauchs am Beispiel der Haushaltskunden

Um die Determinanten des Stromverbrauchs einer Verbrauchsgruppe bestimmen zu können, sind die **Anwendungsbereiche** der Elektrizität in der betreffenden Verbrauchsgruppe herauszuarbeiten. Für die Verbrauchsgruppe der Haushaltskunden - diese umfaßt Personen, die in familiärer oder nicht nur vorübergehend in häuslicher Gemeinschaft leben oder allein wirtschaften (vgl. § 4 Abs. 1 BTO Elt) - können eine Reihe von Anwendungsbereichen genannt werden. Im einzelnen kommen vor allem (elektrische) Raumheizung, Kühlen, Kochen (elektrisch), Waschen, Gefrieren, Geschirrspülen (elektrisch), Warmwasserbereitung und der Sockelverbrauch (Rundfunk, Fernsehen, Phono, Licht, Haushaltskleingeräte, Heimbügler u.ä.) als **Anwendungen von Elektrizität in Haushalten** in Frage (vgl. dazu VEW 1982,S.18ff.)[1].

Analog zu unserem Grundmodell zur Erklärung des Stromverbrauchs (vgl. dazu 4.2.1) sind nun diejenigen Faktoren zu bestimmen, die für die Höhe des Stromverbrauchs in den einzelnen Anwendungen verantwortlich sind. Im einzelnen beinhaltet dieses die Herausarbeitung derjenigen Faktoren, die den spezifischen Stromverbrauch der Elektrogeräte bestimmen, welche für die o.a. Anwendungen benutzt werden sowie die Bestimmung derjenigen Faktoren, die die Häufigkeit und die Dauer dieser Anwendungen determinieren. Diese Einflußfaktoren unterscheiden sich in Abhängigkeit von **Betrachtungsdauer**[2] und **Betrachtungsobjekt**[3] erheblich voneinander.

Aufgrund unserer Problemstellung ist eine **kurzfristige Betrachtungsdauer** zu wählen. Dieses bedeutet, daß nur solche Einflußfaktoren im Modell zu berücksichtigen sind, die sich relativ kurzfristig verändern[4] und somit zur Erklärung des Stromverbrauchs aus einer kurzfristigen Sicht beitragen können.

Im Hinblick auf das **Betrachtungsobjekt** ist der Stromverbrauch eines abstrakten, **durchschnittlichen Haushalts** zu untersuchen. Dieses resultiert aus dem festgelegten Prognosegegenstand, in dem von einer homogenen Verbrauchsgruppe der Haushaltskunden ausgegangen wird.

Auf der Basis dieser Vorüberlegungen können wir die Einflußfaktoren zur Erklärung des Stromverbrauchs der Haushalte nach Anwendungsbereichen differenziert herausarbeiten, wobei wir explizit jedoch nur

---

[1] Vgl. hierzu auch DIW/EWI/RWI 1981,S.16f.

[2] Welche zeitlichen Variationen, Schwankungen des Stromverbrauches sollen erklärt werden ?

[3] Dieses beinhaltet die Frage, ob der Stromverbrauch eines Haushaltskunden, eines Haushaltes, eines Haushaltstyps oder aller Haushalte erklärt werden soll.

[4] Dabei handelt es sich z.T. um ein Datenproblem und z.T. um einen subjektiven Standpunkt. So kann sich die Haushaltsgröße (Anzahl der Personen in einem Haushalt) sehr kurzfristig ändern. In der Summation über alle Haushalte machen sich generelle Tendenzen in der Veränderung der durchschnittlichen Haushaltsgröße aber nur sehr langsam bemerkbar. Darüber hinaus werden die Daten hierüber nur in sehr großen Zeitabständen erhoben.

auf ausgewählte Anwendungsbereiche - Raumheizung, Sokkelverbrauch, Warmwasserbereitung - eingehen werden, da zwischen den einzelnen Anwendungsbereichen erhebliche Gemeinsamkeiten bestehen.

Der **Raumheizungsmarkt** (vgl. dazu z.B GEIGER/ROUVEL/SCHAEFER 1987, S.351ff.) im Haushaltssektor ist für alle Energielieferanten ein äußerst wichtiger Markt (vgl. z.B. VEW 1982,S.35; FRIESENECKER 1985, S.613). Rund ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs der Bundesrepublik fällt für die Raumheizung der privaten Haushalte an (vgl. dazu z.B. DECKER 1983,S.171). Elektrizität ist in den letzten 20 Jahren verstärkt in diesen Markt durch elektrische Nachtspeicherheizungen, Direktheizungen und Wärmepumpen vorgedrungen (vgl. dazu bereits auch RICH 1960). Unabhängig von der Heizungsart ist die Haupteinflußgröße zum Betrieb der Heizungen naturgemäß die **Außentemperatur**: je kälter es ist, um so länger und intensiver wird geheizt[1]. Dabei kann von einem linearen Zusammenhang zwischen der Außentemperatur und dem (Heiz-) Stromverbrauch ausgegangen werden.

Im Zusammenhang mit heizungstechnischen Fragen wird die Temperatur mit Hilfe der **Gradtagszahl** (Gt) ausgedrückt. Diese ist für einen bestimmten Zeitraum definiert, als "... die Summe der Differenzen zwischen der mittleren Raumtemperatur von 20 C° und den Tagesmitteln der Lufttemperatur über alle Heiztage ..." (VDI 1983,S.4), also:

$$Gt = \sum_{n=1}^{Z} (20 - t_{m,n})$$

mit: Z Zahl der Heiztage
$t_{m,n}$ Tagesmittel der Außentemperatur eines Heiztages
Gt Gradtagszahl der Heizperiode.

Als Heiztag gilt dabei ein Tag, an dem das Tagesmittel der Lufttemperatur unter 15° liegt (VDI 1983,S.4), da i.d.R. erst nach Unterschreiten einer bestimmten Grenztemperatur - hier 15° - geheizt wird.

Neben dieser mit Abstand wichtigsten Einflußgröße, der Lufttemperatur, wird der Stromverbrauch für die Raumheizung durch **weitere Größen** determiniert, die aber entweder nur für eine sehr kurzfristige oder eine langfristige Betrachtung relevant sind. Bei einer Tageslastprognose wären beispielsweise neben der Außentemperatur auch andere Witterungseinflüsse, wie die Helligkeit, die Windstärke und die relative Luftfeuchtigkeit zu berücksichtigen (vgl. dazu z.B. MARESKE/TILLWICKS 1985,S.775f.). Bei einer langfristigen Betrachtung sind dagegen verstärkt die Faktoren zu beachten, die das Heizverhalten der privaten Haushalte bestimmen, also z.B. soziale Haushaltsmerkmale und die Energiepreise alternativer Heizenergien. Für unsere kurzfristige Betrachtung ist es jedoch vollkommen ausreichend, die Außentemperatur über die Gradtagszahl als den für den Stromver-

---

[1] Zu den personellen und kontextuellen Variablen, welche einen Einfluß auf die genaue Höhe dieses Zusammenhanges besitzen, vgl. z.B. BLACK/STERN 1985,S.3ff.

brauch der Raumheizungen verantwortlichen Faktor in das Modell aufzunehmen.

Ebenso wie der Stromverbrauch für die Raumheizung erklärt sich ein Großteil des **Sockelverbrauchs** aufgrund von Naturgesetzmäßigkeiten. Die Nutzung von Rundfunk, Fernsehen, Phono und Licht lassen sich plausibel durch die **Helligkeit** erklären: je länger es am Tage dunke ist, um so länger werden diese Geräte betrieben. Für die elektrisch Beleuchtung dürfte diese These keiner weiteren Begründung bedürfen. Die stärkere Nutzung von Rundfunk, Fernsehen und Phono an Tagen mit geringerer Helligkeit läßt sich durch das Freizeitverhalten der pri vaten Haushalte erklären. Im Sommer, an schönen (hellen) Tagen stehen andere als die o.g. Freizeitaktivitäten im Vordergrund. Um dies Einflußgröße im Modell zu verankern, soll von folgenden Annahmen ausgegangen werden:

- Elektrischer Verbrauch für Licht, Rundfunk, Fernsehen und Phono kommt bei privaten Haushalten in der Zeit von 6°° bis 22°° Uhr in Frage.
- Als Maßstab für die Helligkeit soll die Anzahl der Stunden von Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang verwendet werden.
- Vereinfachend werden für einen Monat Sonnenauf- bzw. -untergang des 15.Tages in dem betreffenden Monat zugrundegelegt.
- Da der Stromverbrauch für die o.g. Geräte mit zunehmender Anzahl an "Dunkelstunden" steigt, soll als Maßstab die Anzahl der Stunde zwischen 6°° und 22°° Uhr dienen, an denen die Sonne nicht geschienen hat. Aufgrund dieser Annahmen ergibt sich aus einem herkömmlichen Kalender nach eigenen Schätzungen folgender Vektor an "Stunden der Dunkelheit":

Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
8	7	5	4	1	0.5	0.5	1	3.5	5	7	8

Neben den bisher genannten, eher speziellen Einflußfaktoren wird der Stromverbrauch der Haushalte vor allem noch durch **Kalendereinflüsse** bestimmt. Diese haben vor allem Einfluß auf die Häufigkeit einer Gerätebenutzung ($H_{1,1}$). Benutzt ein Haushalt beispielsweise unabhängig von anderen Einflußfaktoren jeden Morgen eine Kaffeemaschine, so wird diese logischerweise in einem Monat mit 31 Tagen genau einmal mehr betrieben, als in einem Monat mit 30 Tagen. Ebenso hat aber auch der Wochentag einen Einfluß auf die Höhe des Stromverbrauchs, indem etwa bestimmte Geräte nur am Wochenende benutzt werden. Bleiben wir bei unserem Beispiel der Kaffeemaschine, so läßt sich in diesem Zusammenhang etwa argumentieren, daß der betreffende Haushalt nur samstags und sonntags auch nachmittags die Kaffeemaschine (zusätzlich zu morgens) in Betrieb nimmt.

Ein anderes prägnantes Beispiel für die Wochentagsabhängigkeit des Stromverbrauchs ist die **Warmwasserbereitung**. So gilt auch heute noch für viele Haushalte der Satz "Samstags ist Badetag". Während am Samstag ca. 50% aller Haushalte baden oder duschen, bewegt sich diese Zahl an den übrigen Wochentagen zwischen 13.7 und 26.3% (vgl. da-

zu VEW 1982,S.27). Da die gewichtigsten Unterschiede im wochentagsabhängigen Stromverbrauch auf die Unterscheidung in **Werktage** bzw. **Samstage und Sonntage** zurückzuführen ist, wollen wir in unserem Erklärungsmodell des Stromverbrauchs auch nur diese Differenzierung bzgl. der Wochentage verankern.

Zusätzlich sind als weitere Kalendereinflüsse noch **Ferien** und **Feiertage** zu berücksichtigen[1]. Beide Größen beeinflussen ebenfalls erheblich die Häufigkeit einer Gerätenutzung, indem etwa während der (Schul-) Ferien verstärkt verreist wird, wodurch eine Vielzahl der Geräte nicht mehr betrieben wird. Als Maßstab dieser beiden Kalendereinflüsse soll die Anzahl der Ferien- bzw. Feiertage in dem betrachteten Monat verwendet werden. Dadurch ergibt sich insgesamt für 1986 beispielsweise die in der Übersicht 4.2-1 wiedergegebene Matrix der Kalendereinflüsse.

Monat	Anzahl der Werktage	Anzahl der Samstage u. Sonntage	Anzahl der Feiertage	Anzahl der Ferientage
Januar	22	8	1	6
Februar	19	8	1	0
März	19	9	3	17
April	22	8	0	5
Mai	18	8	5	4
Juni	20	9	1	0
Juli	23	8	0	8
August	21	10	0	31
September	22	8	0	6
Oktober	23	8	0	7
November	19	9	2	0
Dezember	20	8	3	10

Übersicht 4.2-1: Matrix der Kalendereinflüsse (1986)

Eine weitere generelle Einflußgröße auf den Stromverbrauch wird durch den **Index der industriellen Nettoproduktion** repräsentiert. Dieser spiegelt die in einem Zeitraum von der Industrie erstellten

[1] Da das gesamte Versorgungsgebiet der VEW innerhalb von Nordrhein-Westfalen (NRW) liegt, wird der Ferien- und Feiertagskalender von NRW zugrunde gelegt.

Leistungen wider, die über die Vorleistungen hinausgehen. Dieser Index ist ein Maßstab der konjunkturellen Entwicklung. Da mit zuneh mender Konjunktur mehr Personen beschäftigt werden, und die private Haushalte darüber hinaus über mehr Einkommen verfügen, hat diese Größe erheblichen Einfluß auf den Stromverbrauch der privaten Haushalte. Mit zunehmender Konjunktur sind mehr Menschen beschäftigt und damit außer Haus: der Stromverbrauch in den Haushalten sinkt. Ein Mehr an verfügbaren Einkommen wird eine gleiche Wirkung ausüben: die Menschen verreisen mehr, gehen häufiger essen u.ä., was ebenfalls zu einer Minderung des Stromverbrauchs in den privaten Haushalten führt[1].

Schließlich wollen wir in unser Erklärungsmodell des Stromverbrauchs eine **Trendkomponente** aufnehmen, mit der eine Reihe von stromverbrauchsbestimmenden Einflüssen erfaßt werden soll[2]. Zum einen betrifft die Trendkomponente Fragen, die sich auf den **spezifischen Stromverbrauch** (s_{ij}) der Geräte beziehen. Zum anderen erfaßt die Trendkomponente stromverbrauchsbestimmende Effekte, die sich aus **längerfristigen Tendenzen** ergeben, welche nicht explizit in diesem kurzfristigen Modell verankert sind.

(a) Trend und spezifischer Stromverbrauch eines (Elektro-) Gerätes

Der spezifische Stromverbrauch (s_{ij}) eines Gerätes hängt in erster Linie von dem technologischen Entwicklungsstand und dem Alter des Gerätes ab. Beide Größen lassen sich im Rahmen einer kurzfristigen Prognose kaum bzw. gar nicht messen oder beobachten[3]. D.h. diese Größen können nicht direkt in das Modell eingehen. Vereinfachend wollen wir deshalb diese beiden Größen und damit auch Änderungen im spezifischen Stromverbrauch eines Gerätes indirekt im Modell erfassen. Da sowohl das Alter eines Gerätes als auch der technologische Entwicklungsstand als eine Funktion der Zeit aufgefaßt werden können, bietet es sich an, eine **Trendkomponente** aufzunehmen, mit der diese beiden Determinanten des Stromverbrauchs erfaßt werden können. Dabei wollen wir vereinfachend lineare Zusammenhänge unterstellen. Diese Annahme ist aufgrund der kurzfristigen Betrachtung wenig problematisch.

Der Zusammenhang zwischen **spezifischem Stromverbrauch eines (Elektro-) Gerätes** und dessen **Alter** kann vernachläßigt werden, da mit zunehmendem Gerätealter der Stromverbrauch pro Zeiteinheit, in der das betreffende Gerät betrieben wird, nahezu konstant bleibt.

Die Beziehung zwischen **technologischem Entwicklungsstand** und **spezifischem Stromverbrauch** eines Gerätes muß dagegen genauer betrachtet

---

[1] Langfristig gesehen übt dagegen eine zunehmende Konjunktur über wachsende Einkommen einen stromverbrauchssteigernden Einfluß auf den Stromverbrauch der privaten Haushalte aus.

[2] Zum Trend in ökonometrischen Modellen vgl. insbesondere KRÄMER 1985.

[3] Für eine längerfristig orientierte Stromverbrauchsprognose ist es dagegen möglich, diese Größen im Rahmen von Stichproben zu erheben.

werden. Dabei gilt generell, daß mit zunehmendem technischen Fortschritt der spezifische Stromverbrauch sinkt. Aufgrund sog. Technologieschübe ist zunächst von einer Treppenfunktion auszugehen (vgl. Abb.4.2-1). Da ein Kunde jedoch über zahlreiche Geräte verfügt, bei denen die Technologieschübe i.d.R. zeitversetzt erfolgen, kann für den spezifischen Stromverbrauch aller Geräte (s_i) von einem linearen Verlauf ausgegangen werden (vgl. auch Abb.4.2-1). Damit bietet es sich an, die Zeit als einzige unabhängige Variable in diesem Zusammenhang zu berücksichtigen.

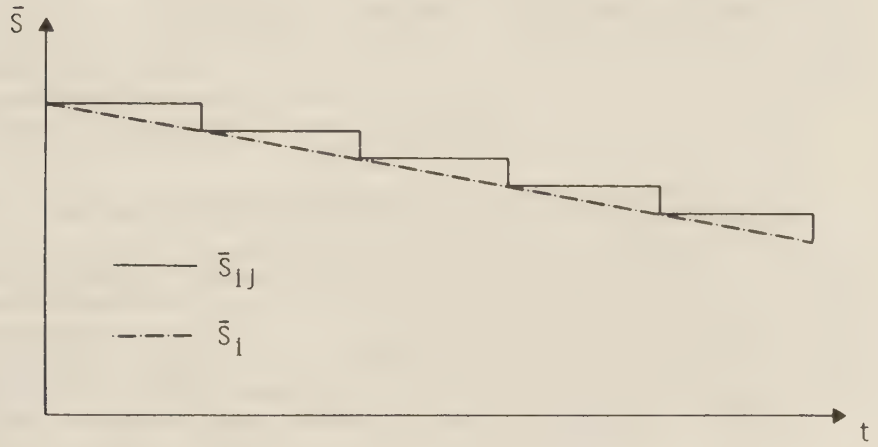


Abb.4.2-1: Unterstellter Zusammenhang zwischen dem spezifischen Stromverbrauch eines Gerätes und dem technologischen Entwicklungsstand

(b) Trend und langfristige stromverbrauchsbeeinflussende Tendenzen

Seit FISHER/KAYSEN (1962,S.10ff.) werden kurzfristige von langfristigen Stromverbrauchsprognosen durch die Annahme abgegrenzt, daß bei einer kurzfristigen Betrachtung die Geräteausstattung als fest vorgegeben angesehen wird, während diese bei langfristiger Betrachtung veränderlich ist[1]. Für ein EVU stellt sich jedoch das Problem, daß diese Übergänge fließend sind. Einige Kunden verändern während des kurzfristigen Prognosezeitraumes ihren Gerätebestand nicht, während andere in dieser Zeit Neuanschaffungen tätigen. Für ein praxisorientiertes Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell ist daher die o.g. Abgrenzung irrelevant. Zur Erfassung dieser "fließenden Übergänge" haben wir daher eine Trendkomponente in das Modell aufgenommen. Speziell für den spezifischen Stromverbrauch der Geräte wur-

[1] "The short-run is the period of time during which the appliance stock is fixed ..." (GEORGE 1979,S.1).

de dieses Prinzip im vorherigen Abschnitt ausführlich dargestellt. Daneben sind mit der Trendkomponente jedoch noch zahlreiche weitere langfristig wirksame stromverbrauchsbeeinflussende Tendenzen zu erfassen. Im Haushaltsbereich sind vor allem die Entwicklungen der folgenden Größen zu berücksichtigen (vgl. dazu VEW 1982, o.S.; MUNASINGHE/ SCHRAMM 1983,S.238; HOLLAND 1984,S.39ff. und die dort genannte Literatur):

- Einkommen des Haushaltes;
- Haushaltsgröße (Zahl der Personen);
- Berufstätigkeit;
- Geräteausstattung (Art und Anzahl);
- Preise (Strompreise[1] und andere Energiepreise);
- Anzahl der Haushalte.

Diese Größen haben langfristig gesehen sicherlich erhebliche Bedeutung für den Stromverbrauch. Bei einer kurzfristigen Betrachtung können diese Determinanten des Stromverbrauchs aber kaum explizit berücksichtigt werden, da

- sich diese Größen z.T. nur sehr allmählich verändern (Haushaltsgröße, Anzahl der Haushalte),
- für viele dieser Faktoren nur Daten in Zeitabständen von fünf Jahren[2] existieren (Haushaltsgröße, Geräteausstattung, Anzahl der Haushalte[3]) und daher nicht für monatliche Prognosen ohne weiteres verwendet werden können,
- andere Größen, wie das Einkommen der Haushalte und die Preise sehr differenzierte Wirkungen zeigen, die sich z.T. erst nach Jahren manifestieren. Die ständigen Änderungen im Energiepreisbereich führen daher z.B. zu Überlagerungen verschiedener Preiseffekte in einem bestimmten Monat. Darüber hinaus stellt sich das Problem, daß die Kunden häufig erst mit der Jahresrechnung eine viel früher durchgeführte Preiserhöhung realisieren und entsprechend darauf reagieren. Schließlich implizieren die Studien zur Preiselastizität mit Werten von -0.07 bis -0.61, wobei das Schwergewicht der Ergebnisse im unteren Bereich liegt, zumindest kurzfristig ein weitestgehend unelastisches Preisverhalten (vgl. dazu z.B. TAYLOR 1977,S.6). Aufgrund dieser komplexen und schwierigen Probleme soll auf die separate Erfassung der Energie- und Strompreise im Rahmen des vorliegenden, kurzfristigen Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells verzichtet werden[4].

---

[1] Vgl. dazu insbesondere auch STRAHRINGER 1962.

[2] Dieser Zeitraum ergibt sich z.B. aus dem zeitlichen Abstand der bei der VEW durchgeführten Haushaltskundenbefragungen, in denen diese Größen erhoben werden.

[3] Die für die gesamte Bundesrepublik vorhandenen jährlichen Daten zu diesen Größen können für das VEW-Versorgungsgebiet nicht als repräsentativ angesehen werden (vgl. dazu auch VEW 1982,S.22).

[4] Selbst der Vielzahl der Stromverbrauchsmodelle mit einer jährlichen Betrachtung ist es bislang nicht gelungen, auch nur einigermaßen übereinstimmende Ergebnisse bzgl. Preis- und Einkommenselastizitäten zu erzielen (vgl. dazu z.B. die Übersichten bei TAYLOR 1977,S.6; KRISHNAN 1984,S.64ff.).

Insgesamt erscheint es u.E. aufgrund der angeführten Argumente gerechtfertigt zu sein, alle genannten langfristigen Stromverbrauchseinflüsse im Rahmen einer Trendkomponente zu erfassen; dabei soll es sich ferner aus den o.a. Gründen heraus um einen **linearen Trend** handeln.

Als weiterer und letzter den Stromverbrauch beeinflussender Faktor wird in dem gewählten Modell die Möglichkeit installiert, **Sondereinflüsse** zu spezifizieren. Hierunter sind unsystematische bzw. sporadisch auftretende Einflüsse auf den Stromverbrauch zu subsumieren. Für den Haushaltsbereich wird dieses Problem insbesondere beim Übergang bisher vom EVU direkt versorgter Kunden in die mittelbare Versorgung akut. Dadurch verringert sich u.U. der beim EVU zu bemessende Haushaltsstromverbrauch zu einem festgelegten Zeitpunkt in erheblichem Maße, ohne daß diese Änderung durch die bisherigen Determinanten erklärbar ist.

4.2.2.2 Die Erklärungskraft der abgeleiteten Determinanten des Stromverbrauchs für die übrigen Verbrauchsgruppen

Die Ableitung der im Modell verankerten Determinanten des Stromverbrauchs erfolgte am Beispiel der Haushalte. Da die übrigen **Verbrauchsgruppen** (Industrie, Verkehr etc.) Strom z.T. für ganz **andere Anwendungen** verbrauchen, ist fraglich, ob das bisherige Modell auch für die Erklärung des Stromverbrauchs in diesen Verbrauchsgruppen ausreichend formuliert ist. Um diese Frage zu beantworten, wollen wir kurz die Hauptanwendungsbereiche und die Besonderheiten dieser Verbrauchsgruppen untersuchen.

(1) Industrie

Der **Hauptanwendungsbereich von Elektrizität** liegt in der Industrie allgemein im Einsatz zu **Produktionszwecken.** Im Rahmen einer **Prozeßwärmebereitung** (z.B. Elektrostahlöfen) oder einer Licht- und **Kraftanwendung** (z.B. Fließbänder in der Automobilindustrie) dient die Elektrizität als Produktionsfaktor für nahezu jeden Industriezweig (vgl. dazu auch DECKER 1983,S.169ff.). Dabei hängt der Stromverbrauch der Industrie von der Dauer, Häufigkeit und Intensität ab, mit der die betreffenden - elektrisch betriebenen - Produktionsanlagen genutzt werden. Dieses hängt wiederum in erster Linie von der jeweiligen **konjunkturellen Lage** in **der** betreffenden **Branche** ab; als Stichworte seien in diesem Zusammenhang der Beschäftigungsgrad, Überstunden oder Kurzschichten erwähnt. Wieviel Strom in einem Industriebetrieb für die Produktion verbraucht wird, läßt sich somit am besten durch einen Maßstab für die Produktionstätigkeit der betref-

fenden Branche erfassen[1]. Da nur die Ergebnisse einer Unternehmung von Interesse sind, für die eine **zusätzliche Leistung** erbracht wird (nur hierfür wird i. allg. Strom verbraucht), ist der **Index der industriellen Nettoproduktion der betreffenden Branche** der geeignete Indikator[2].

Als **Besonderheit der Industrie** muß das Vorhandensein von **Eigenerzeugungsanlagen** angesehen werden (vgl. dazu auch 1.2). Dadurch kommt es in den Branchen, in denen Unternehmungen über Eigenerzeugungsanlagen verfügen[3], häufig zu unsystematischen Verbrauchsschwankungen. Um diese modellmäßig erklären und abbilden zu können, bietet sich die Verwendung der **Sondereinflüsse** an.

Neben eventuell vorhandenen Eigenerzeugungsanlagen existieren in der Industrie zahlreiche **weitere Gründe** für das Auftreten (zunächst) **unsystematischer Verbrauchsschwankungen**. Beispielhaft sei an dieser Stelle auf Streiks - z.B. in der Metallindustrie im Jahre 1984 - und Betriebsferien hingewiesen. Daher besitzen Sondereinflüsse für die Industriekunden generell größere Bedeutung, als dieses für die Haushaltskunden der Fall ist. Nicht zuletzt aus diesen Überlegungen heraus ist es notwendig, im Modell die Möglichkeit zu verankern, für eine Verbrauchsgruppe **mehrere Sondereinflüsse** spezifizieren zu können.

Die übrigen in der Industrie denkbaren Anwendungsbereiche der Elektrizität - **Raumheizung, Licht** u.ä., **Warmwasserbereitung** (vgl. dazu auch WILDE 1980,S.350; SCHAEFER 1985,S.10ff.; SCHNELL 1985, S.28ff.) - lassen sich weitestgehend mit den bei den Haushaltskunden angeführten Argumenten erklären.

Eine Änderung ist hinsichtlich der **Kalendereinflüsse** vorzunehmen. Da für die meisten Branchen nur die Sommerferien zu Produktionsrückgängen führen, sollen auch nur diese als Erklärungsgröße für den Stromverbrauch fungieren. Ebenso besteht für viele Industriebranchen - im Gegensatz zu den Haushalten - kein Unterschied zwischen Samstagen und Sonntagen bzw. Feiertagen; alle Tage führen für die Industrie zu (gleichen) Produktionsrückgängen. Aus diesem Grund soll die Möglichkeit geschaffen werden, für bestimmte Industriezweige die Anzahl der Sams-,Sonn- und Feiertage als **eine** Determinante des Stromverbrauchs zu behandeln[4].

---

[1] Bei einer längerfristigen Betrachtung verliert diese Determinante jedoch an Gewicht. So stellten THOMAS/MACKERRON (1982, S.275) in einer Untersuchung zum Stromverbrauch der Industrie in Großbritannien fest, " ... that more than 40% of demand growth in the period 1959 - 80 was caused by factors either unrelated or only indirectly related to growth in industrial output".

[2] Zur Verwendung des Index der industriellen Nettoproduktion als die den industriellen Energieverbrauch bestimmende Hauptdeterminante vgl. z.B. auch DIW/EWI/RWI 1981,S.60ff.; SCHAEFER 1985,S.13ff.

[3] Zur weiteren Entwicklung und Bedeutung der industriellen Eigenerzeugung vgl. auch SCHNELL 1985,S.34ff.

[4] Zu Einzelheiten vgl. die abschließende Zusammenfassung am Ende dieses Abschnittes.

Daneben könnte eine Modifikation beim Einflußfaktor **"Helligkeit"** notwendig werden, da viele Branchen eine auf bestimmte Stunden des Tages beschränkte Arbeitszeit aufweisen (etwa einen Arbeitstag, der von 7°° morgens bis 17°° nachmittags reicht). Nur für die Stunden in diesem Zeitraum, in denen es dunkel ist, wird Elektrizität für bestimmte Verbrauchsquellen, wie Innenbeleuchtung der Bürogebäude, Außenbeleuchtung des Betriebsgeländes u.ä. verbraucht. Da jedoch in vielen Branchen (z.B. Eisen- und Stahlerzeugende Industrie) auch während der gesamten Nacht gearbeitet wird, scheint eine derartige Eingrenzung u.E. nicht zweckmäßig zu sein. Stattdessen wollen wir aus Vereinfachungsgründen den bei den Haushalten verwendeten Vektor der "Stunden der Dunkelheit" auch für die Industriekunden übernehmen.

(2) Verkehr

Der Stromverbrauch der Verbrauchsgruppe **Verkehr** beinhaltet vor allem die **folgenden Lieferungen eines EVU:**

- Fahr- und Ladestrom für die Deutsche Bundesbahn;
- Sonstige Lieferungen an Verkehrsbetriebe (Bahnhöfe, Stellwerke, Werkstätten, Straßenbahnen und Oberleitungsbusse);
- Lieferungen an die deutsche Bundespost (Post-, Telegrafen- und Verstärkerämter);
- Lieferungen für den Betrieb von Wasserstraßen (Kanäle, Häfen, Schleusen etc.);
- Lieferungen an Transportunternehmen (Reedereien, Schiffahrts- und Speditionsgesellschaften);
- Lieferungen für den Betrieb von Transportleitungen (Ölleitung etc.) u.a.m.

Diese (unvollständige) Aufzählung läßt bereits die Schwierigkeiten bei der Erklärung des Stromverbrauchs für diese Verbrauchsgruppe erkennen. Denn insgesamt stellt sich diese Verbrauchsgruppe und deren Elektrizitätsanwendungen als äußerst **vielfältig** und **inhomogen** dar. Zudem erschweren auch hier Eigenerzeugungsanlagen (Deutsche Bundesbahn) die Erklärung des Stromverbrauchs.

Versuchen wir trotz dieser Schwierigkeiten etwas Licht in das Dunkel des Stromverbrauchs der Verbrauchsgruppe Verkehr zu bringen, so ist zunächst nach den Hauptanwendungungsbereichen dieser Gruppe zu fragen. Dabei ist festzuhalten, daß die Anwendungen der Elektrizität für **Raumheizung** (ca 9%) und **Prozeßwärme** (ca. 1%) eine **untergeordnete Rolle** spielen[1]. Zur Erklärung des für Raumheizungszwecke eingesetzten Stromverbrauchs ist dennoch der Einflußfaktor "Heizgradtage" in das Modell aufzunehmen, da diese Anwendung ansonsten vernachläßigt wird.

Der **Hauptanwendungsbereich** von Elektrizität im Bereich der Verbrauchsgruppe Verkehr liegt eindeutig im Bereich der **Kraft-Licht-**

[1] Vgl. zu diesen Zahlen z.B. DECKER 1983,S.172.

Anwendungen[1]. Konkret fällt hierunter etwa der Betrieb elektrisch angetriebener Schienenfahrzeuge (Eisenbahn, Straßenbahn etc.) als Kraft- und die Beleuchtung von Verwaltungsgebäuden oder Bahnhöfen, U-Bahn-Stationen und -Tunnel als Beispiele für Lichtanwendungen.

Der Umfang des **elektrisch angetriebenen Verkehrs** und damit die Höhe des dafür benötigten Stromverbrauchs hängt zum einen von **Kalendereinflüssen** ab. In diesem Zusammenhang sei beispielhaft auf die an Werktagen bzw. Sams-, Sonn- und Feiertagen unterschiedlichen Fahrpläne hingewiesen. Zum anderen läßt sich ein verschieden hohes, elektrisch betriebenes Verkehrsaufkommen mit Hilfe des **Index der industriellen Nettoproduktion** erklären. Hiermit wird z.B. der unterschiedliche Umfang an Güterverkehr abgebildet, der sich im Stromverbrauch der Deutschen Bundesbahn, der Transportunternehmen oder der zum Betrieb von Wasserstraßen benötigten Anlagen (Häfen, Schleusen etc.) niederschlägt.

Insgesamt ist das verwendete Erklärungsmodell und sind die am Beispiel der Haushaltskunden abgeleiteten Determinanten des Stromverbrauchs in der Lage, auch große Teile des Stromverbrauchs der Verbrauchsgruppe Verkehr plausibel zu erklären. Die Inhomogenität in der Zusammensetzung dieser Gruppe und die Vielfalt der möglichen Anwendungen läßt dabei aber insgesamt eine **eher geringe Erklärungskraft** erwarten[2,3]. Aufgrund des geringen Anteils dieser Kundengruppe an der gesamten Landesversorgung (ca. 1 bis 2% bei der VEW) kann dieser Mangel jedoch vernachlässigt werden.

(3) Öffentliche Einrichtungen

In die Verbrauchsgruppe der öffentlichen Einrichtungen fallen vor allem Krankenhäuser, Schulen, Kirchen, Gemeindeverwaltungen, Fuhrparks, Einrichtungen der Polizei und der Bundeswehr sowie die Straßenbeleuchtung mit Verkehrsanlagen (Ampeln). Die Hauptanwendungsbereiche der Elektrizität liegen damit für diese Verbrauchsgruppe im Bereich der **Raumheizung** und der **Beleuchtung**. Da hier keine wesentlichen Besonderheiten zu beachten sind, reicht das bisherige Modell auch für die Erklärung des Stromverbrauchs dieser Verbrauchsgruppe aus.

---

[1] Hierauf entfielen 1981 ca. 99% des gesamten Energieverbrauchs in dieser Verbrauchsgruppe (vgl. dazu SCHNELL 1985,S.29).

[2] Diese Einschätzung sei an dem Einflußfaktor "Heizgradtage" exemplifiziert: so wirkt sich eine höhere Gradtagzahl stromverbrauchssteigernd aus, indem Bahnhöfe, Waggons, Verwaltungsgebäude etc. (elektrisch) beheizt werden. Ein zusätzlicher verbrauchsfördernder Einfluß besteht in diesem Zusammenhang zudem darin, daß bei (extrem) niedrigen Temperaturen viele Autofahrer auf öffentliche Verkehrsmittel umsteigen, so daß u.U. zusätzliche Straßenbahnen etc eingesetzt werden müssen, was zu einem Anstieg des Stromverbrauchs führt. Andererseits führen hohe Temperaturen und damit niedrige Gradzahltage zu einem erhöhten Stromverbrauch für den Betrieb der Wasserkanäle, da durch Austrocknen des Wasserbettes erhöhte Pumpleistungen benötigt werden.

[3] Vgl. dazu auch die Ergebnisse in 4.2.3 und 4.2.5.

Ein Hinweis ist lediglich zu den **"Stunden der Dunkelheit"** abzugeben. Da ein Großteil der öffentlichen Einrichtungen durchgehend in Betrieb ist (Krankenhäuser, Heil- und Pflegeanstalten, Einrichtungen der Polizei und der Bundeswehr), der andere Teil (Schulen, Gemeindeverwaltungen, Fuhrparks u.a.m.) dagegen auf den Tag beschränkte Öffnungs- und Betriebszeiten aufweist, läßt sich als Mittelweg plausibel die Verwendung des für die Haushaltskunden aufgestellten Vektors der "Stunden der Dunkelheit" begründen.

(4) Gewerbe u.a.

In der Verbrauchsgruppe des Gewerbes u.a. werden Gewerbetreibende, also Ärzte, Friseure, Rechtsanwälte etc., Handelsbetriebe, also Kaufhäuser, Einzelhandelsgeschäfte, Banken u.a., die Landwirtschaft sowie sonstige, nicht den übrigen Gruppen zuteilbare Verbraucher (z.B. Kirmes- und Zirkusveranstaltungen) zusammengefaßt (vgl. dazu z.B. auch DIW/EWI/RWI 1981,S.154). Die Inhomogenität dieser Verbrauchsgruppe und die Vielfalt ihrer Anwendungen lassen eine Erklärung des Stromverbrauchs für das Gewerbe u.a. äußerst schwierig werden. Obwohl der geringe Anteil am Gesamtverbrauch (ca. 1 bis 2% bei der VEW) eine relativ schlechte Erklärung verkraften läßt, wollen wir dennoch versuchen, den Stromverbrauch dieser Gruppe exakter zu analysieren. Dazu bietet sich zunächst eine weitere Aufspaltung dieser Kundengruppe an.

Als relativ homogene Untergruppe des Gewerbes u.a. kann die **Landwirtschaft** angesehen werden. Deren Stromverbrauch ist in hohem Maße mit ihrer Produktion jahreszeitlich gebunden (vgl. dazu auch BROHMEYER 1978,S.430). Stromintensive Anwendungen wie die Getreidetrocknung fallen ausschließlich während bzw. im Anschluß an die Ernte an, die i.d.R. in den Monaten von Juli bis September von statten geht. Da sich der genaue Zeitpunkt der Ernte aus zahlreichen wetterbedingten Gegebenheiten ergibt, die teilweise bis zu Beginn des betreffenden Jahres zurückreichen[1], ist eine exakte modellmäßige Erklärung des Stromverbrauchs der Landwirtschaft innerhalb eines relativ allgemeinen Modells, wie dem vorliegenden, kaum möglich. Zur groben Erfassung und Erklärung des Stromverbrauchs in der Landwirtschaft bietet sich jedoch die Verwendung eines Sondereinflusses an, der von einem zusätzlichen, konstant hohen Stromverbrauch in der Landwirtschaft für die o.g. Erntemonate ausgeht.

Äußerst inhomogen ist die Zusammensetzung der **Gewerbetreibenden**. Hierunter fallen - neben Handel und Banken - Handwerksbetriebe in ihrer ganzen Vielfalt, das Baugewerbe, das Gastgewerbe, Wäschereien und Reinigungen, sonstige Dienstleistungen (Friseure, Ärzte etc.) sowie andere Gewerbetreibende (i.e.L. Kleinindustrie) (vgl. dazu z.B. SUDING 1981,S.254). Die aus dieser Inhomogenität resultierende **Vielfalt der Anwendungen** sei für den Bereich der **Prozeßwärmebereitung** exemplifiziert. Diese umfaßt für diese Verbrauchsgruppe so unterschiedliche Aktivitäten wie Backprozesse in Bäckereien und Konditoreien, Kochprozesse in Fleischereien, Kochprozesse in Restaurationsbetrieben, Schmelzen des Materials im Baugewerbe, Wasch- und Rei-

[1] So wird der Erntezeitpunkt durch die Länge und Strenge des Winters mitbestimmt.

nigungsprozesse in Wäschereien und Reinigungen u.a.m. (vgl. dazu SUDING 1981,S.256). Werden die gesamten Gewerbetreibenden, wie in unserem Modell - nicht zuletzt aus Datenproblemen heraus - zu einer Gruppe zusammengefaßt, so sind diese verschiedenen Anwendungen kaum erklärbar, da sich die Anwendungen bzgl. ein- und derselben Determinante z.T. entgegengesetzt verhalten. Beispielsweise wird an Sonn- und Feiertagen in Fleischereien, im Baugewerbe, in Wäschereien und Reinigungen weniger Strom für Prozeßwärme verbraucht als dieses an Werktagen der Fall ist. In Konditoreien wird dagegen nur ein geringer verbrauchsmindernder Effekt auftreten, da viele Konditoreien auch an Sonn- und Feiertagen arbeiten. Bei den Restaurationsbetrieben wird schließlich sogar ein verbrauchssteigendernder Effekt zu beobachten sein, da die Restaurants etc. an Sonn- und Feiertagen stärker frequentiert werden.

Ein große Gruppe des Gewerbes u.a. umfaßt der **Handel**. Hierunter sind Kaufhäuser, sowie Groß- und Einzelhandelsgeschäfte zu subsumieren. Die Hauptanwendungsbereiche dieser (Unter-) Gruppen dürften im Bereich der Raumkonditionierung, also der Belüftung und Beheizung von Räumen, sowie der Beleuchtung und Kühlung[1] liegen. Diese Anwendungen lassen sich plausibel mit den bisherigen im Modell verankerten Einflußfaktoren des Stromverbrauchs erklären, wobei jedoch auf die konträre Wirkung der Heizgradtage hingewiesen werden muß: Einerseits wirkt diese Determinante mit zunehmender Gradtagszahl (Heizung) verbrauchssteigernd, andererseits mit abnehmender Gradtagszahl verbrauchssteigernd (Kühlung, Belüftung). Daher ist auch für diese (Unter-) Gruppe mit einer insgesamt nicht ganz vollständigen Erklärung des Stromverbrauchs durch das vorliegende Modell zu rechnen.

Ebenfalls recht homogen in ihrer Zusammensetzung und in ihren Anwendungen ist die (Unter-) Gruppe des **Kredit- und Versicherungsgewerbes**. Deren Elektrizitätsanwendungen beschränken sich ebenfalls zum Großteil auf den Bereich der Raumkonditionierung und der Beleuchtung. Daher können wir auf die vorangegangenen Ausführungen verweisen.

Insgesamt kann das Erklärungsmodell den Stromverbrauch des Gewerbes u.a. relativ gut erklären. Die Inhomogenität dieser Kundengruppe und die Vielfalt ihrer Elektrizitätsanwendungen läßt jedoch schlechte Ergebnisse bei einer Modellvalidierung erwarten, da durch die Aggregation von sehr verschiedenen Kunden in eine einzige Kundengruppe die Determinanten des Stromverbrauchs sich z.T. kompensieren und damit erheblich an Erklärungskraft verlieren. Der relativ geringe Anteil dieser Verbrauchsgruppe am gesamten Stromverbrauch auf der einen und fehlende Daten auf der anderen Seite führen dazu, daß diese relativ schlechte Erklärungskraft nicht zu sehr ins Gewicht fällt bzw. im Rahmen dieser Arbeit in Kauf genommen werden muß.

(5) Betriebsverbrauch

Der Betriebsverbrauch umfaßt den vom EVU für eigene Zwecke verbrauchten Strom. Hierunter fällt etwa der Stromverbrauch in den ei-

---

[1] Hierunter ist die Kühlung von Gefriertruhen, Fleischtheken u.ä. zu subsumieren.

genen Kraftwerken[1], Verwaltungsgebäuden oder Baustellen. Der Betriebsverbrauch besitzt untergeordnete Bedeutung und weist darüber hinaus kaum Schwankungen auf. Eine Erklärung des Stromverbrauchs kann sich daher in großem Umfang auf die Existenz eines linearen **Trends** beschränken.

(6) Mittelbare Versorgung

Die mittelbare Versorgung ist keine selbständige Kundengruppe im eigentlichen Sinne. Die mittelbare Versorgung umfaßt den von einem EVU an ein anderes EVU gelieferten Strom, wobei letzteres die Versorgung der Letztabnehmer in einem Teil des Gesamtversorgungsgebietes des ersten EVU übernommen hat. Da die Letztabnehmer in die bisher genannten Verbrauchsgruppen fallen, ist der Stromverbrauch der mittelbaren Versorgung als in seiner genauen Zusammensetzung nicht genau spezifizierbares **Konglomerat** dieser Verbrauchsgruppen zu interpretieren. Damit läßt sich der Stromverbrauch der mittelbaren Versorgung auch mit Hilfe des hier gewählte Erklärungsmodells hinreichend genau erklären.

Abschließend soll ein Überblick zu den letztendlich bei den **einzelnen Kundengruppen** - im theoretischen Modell - **verwendeten Einflußgrößen** auf den Stromverbrauch gegeben werden (vgl. dazu Übersicht 4.2-2).

Insgesamt erscheinen das hier spezifizierte Modell und die im Modell verwendeten Einflußgrößen (unabhängigen Variablen) in der Lage zu sein, unter kurzfristigen Aspekten den Stromverbrauch sämtlicher, für ein EVU relevanter Kundengruppen hinreichend genau erklären zu können.

Um exakte Aussagen zu der Erklärungskraft des Modells abgeben zu können, ist eine Modellvalidierung anhand von Vergangenheitsdaten durchzuführen. Dazu muß jedoch zuvor die modellmäßige Verknüpfung der einzelnen Determinanten zur Erklärung des Stromverbrauchs genauer spezifiziert werden.

[1] In diesem Zusammenhang ist der Pumpstromverbrauch als klassisches Beispiel zu nennen.

Determinante des Stromverbrauchs / Kundengruppe	autoregressive K.	Heizgradtage	Arbeitstage	Sams-/Sonntage	alle Ferien	Sommerferien	Feiertage	Nicht-Werktage	Sonnenscheindauer	Indizes der industrie: Gesamt	Bergbau	Grundstoff.	Eisenschaffe.	NE-Metalle	Steine u. E.	Chemie	Nettoproduktion: Investitions.	Eisenverarb.	Verbrauchs.	Textil	Kunststoff	Nahrung u. G.	Trend	Sondereinfluß
Mittelbare Versorgung		X	X	X	X	X	X	X	X	X													X	X
Betriebsverbrauch	X	X	X	X	X	X	X	X	X														X	X
Tarifkunden		X	X	X	X	X	X	X	X	X													X	X
Gewerbe u.a.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X													X	X
Öffentliche Einricht.		X	X	X	X	X	X	X	X	X													X	X
Verkehr	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X													X	X
einzelne Industriebranchen: Bergbau	X	X	X	X	X	X	X	X	X		X												X	X
Eisen- u. Stahlerz.	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X										X	X
NE-Metallerzeugung	X	X	X	X	X	X	X	X	X					X									X	X
Zement	X	X	X	X	X	X	X	X	X						X								X	X
übrige Steine u.E.	X	X	X	X	X	X	X	X	X						X								X	X
Chemie	X	X	X	X	X	X	X	X	X							X							X	X
übrige G.u.P.	X	X	X	X	X	X	X	X	X			X											X	X
Eisen- u. Stahlver.	X	X	X	X	X	X	X	X	X									X					X	X
Maschinenbau	X	X	X	X	X	X	X	X	X									X					X	X
KFZ-Industrie	X	X	X	X	X	X	X	X	X									X					X	X
übrige Investitions.	X	X	X	X	X	X	X	X	X								X						X	X
Textilindustrie	X	X	X	X	X	X	X	X	X											X			X	X
Kunststoffindustrie	X	X	X	X	X	X	X	X	X												X		X	X
übrige Verbrauchs.	X	X	X	X	X	X	X	X	X										X				X	X
Nahrung u. Genuß.	X	X	X	X	X	X	X	X	X													X	X	X

Übersicht 4.2-2: Die im Modell bei den einzelnen Kundengruppen verwendeten Determinanten des Stromverbrauchs

4.2.2.3 Die modellmäßige Verknüpfung der Determinanten des Stromverbrauchs

In unseren bisherigen Überlegungen haben wir lediglich gezeigt, **daß** die herausgearbeiteten Determinaten die Höhe des Stromverbrauchs unter kurzfristigen Aspekten erklären. Um diese Determinanten für eine Stromverbrauchsprognose nutzen zu können, ist zu klären, **wie** die einzelnen Determinanten **zusammenwirken**. Die (modellmäßige) Verknüpfung der Determinaten des Stromverbrauchs erfolgt in diesem Kapitel.

Der monatliche Stromverbrauch, mit dem ein EVU konfrontiert wird, berechnet sich bislang aus der Gleichung 4.9, wonach gilt:

$$S = \sum_{i'=1}^{n'} \sum_{j=1}^{k} s_{i'j} \cdot H_{i'j} \cdot D^{*}_{i'j} \cdot \qquad (4.9)$$

Da unter einer kurzfristigen Sichtweise die einzelnen Größen der rechten Seite dieser Gleichung kaum erhoben und prognostiziert werden können, haben wir die Einflußgrößen herausgearbeitet, die letztlich diese Größen bestimmen (Determinanten des Stromverbrauchs). Dabei wurden von uns die folgenden Determinanten[1] abgeleitet:

- Heizgradtage (HGT),
- Stunden der Dunkelheit (SD),
- Kalendereinflüsse (KEF),
- Index der industriellen Nettoproduktion (INP),
- Trend (T) und
- Sondereinflüsse (SE).

Damit ist folgender funktionaler Zusammenhang zu spezifizieren:

$$S = f\,(HGT, SD, KEF, INP, T, SE). \qquad (4.10)$$

Da der Stromverbrauch nach verschiedenen Kundengruppen differenziert erklärt werden soll, gilt:

$$S = \sum_{i'=1}^{n'} f_{i'}(HGT, SD, KEF, INP, T, SE). \qquad (4.10')$$

Da wir ferner für jede Kundengruppe denselben (grundsätzlichen) funktionalen Zusammenhang unterstellen wollen[2], können wir uns im folgenden auf die Betrachtung einer einzelnen Kundengruppe beschränken; es ist somit zu analysieren:

$$S_{i'} = f_{i'}(HGT, SD, KEF, INP, T, SE). \qquad (4.11)$$

---

[1] Zu Modifikationen dieser (Haupt-) Determinanten bei einzelnen Kundengruppen vgl. 4.2.2.2 .

[2] Dieses ist sowohl aus pragmatischen Erwägungen - einfacheres Modell - als auch aus theoretischen Überlegungen - Eindeutigkeit des Modells - zu rechtfertigen.

Aus 4.6, 4.8 und 4.11 folgt dann unmittelbar:

$$\sum_{j=1}^{k} s_{i'j} \cdot H_{i'j} \cdot D_{i'j}^{*} = f_{i'}(HGT, SD, KEF, INP, T, SE). \quad (4.12)$$

Durch Auflösung der linken Seite der Gleichung, erhalten wir:

$$(s_{i'1} \cdot H_{i'1} \cdot D_{i'1}^{*}) + (s_{i'2} \cdot H_{i'2} \cdot D_{i'2}^{*}) + \ldots + (s_{i'k} \cdot H_{i'k} \cdot D_{i'k}^{*}) = f_{i'}(HGT, SD, KEF, INP, T, SE). \quad (4.12')$$

Dabei entspricht das Produkt jedes Klammerausdrucks auf der linken Seite der Gleichung dem monatlichen Stromverbrauch der Kundengruppe i' für ein bestimmtes (Elektro-) Gerät.

Da für eine kurzfristige Betrachtung der spezifische Stromverbrauch ($s_{i,j}$) der Stromverbrauchsquellen - (Elektro-) Geräte - (zunächst) als konstant angesehen werden kann, ist allein der Zusammenhang zwischen der Häufigkeit und der Dauer einer Gerätenutzung auf der einen Seite sowie den Determinanten des Stromverbrauchs auf der anderen Seite zu klären. Vergegenwärtigen wir uns dazu die in den beiden vorherigen Kapiteln angestellten Überlegungen, so kann generell festgehalten werden, daß eine exakte Trennung zwischen den Wirkungen der Stromverbrauchsdeterminanten auf die Häufigkeit und die Dauer einer (Elektro-) Gerätenutzung nicht möglich ist. D.h. z.B., daß die Heizgradtage sowohl auf die Häufigkeit der Benutzung elektrischer Heizungen als auch auf die Dauer bzw. Intensität der Benutzung einen Einfluß haben[1]. Daher kann das zu lösende Problem mit Hilfe der in Gleichung (4.4) formulierten Beziehung auf die folgende Gleichung reduziert werden:

$$S_{i'1} + S_{i'2} + \ldots + S_{i'k} = f_{i'}(HGT, SD, KEF, INP, T, SE). \quad (4.12'')$$

Auf dieser Stufe der Modellbildung sind eine Reihe von **Annahmen** zu treffen, die die Art des funktionalen Zusammenhangs auf der rechten Seite der Gleichung 4.12'' festlegen. Danach soll gelten:

(1) Ausgangspunkt unserer Überlegungen ist ein sog. **Basismonat**. In diesem (fiktiven) Basismonat hat das EVU einen bestimmten, hier nicht näher zu spezifizierenden[2] Kundenstamm mit Elektrizität zu versorgen. Dabei verfügt jeder Kunde über eine bestimmte (Elektro-) Geräteausstattung, bestimmte soziale Merkmale und weist ein bestimmtes Verbrauchsverhalten bzgl. der Elektrizität auf.

---

[1] Eine differenzierte Analyse wäre beispielsweise mit Hilfe der Tagesmitteltemperaturen möglich. Dabei bestimmt die Anzahl der Tage, in denen die Temperatur unterhalb von 15°C liegt, die Häufigkeit und die Differenz zwischen Tagesmitteltemperatur und 20°C die Dauer bzw. Intensität der Heiztätigkeit.

[2] "Bestimmt" heißt in diesem Zusammenhang "als konstant vorgegeben".

Hieraus resultiert ein Basisstromverbrauch, der auch als Grundlast interpretiert werden kann.

(2) Um Einflüsse auszuschalten, die auf einen "außergewöhnlichen" Stromverbrauch hindeuten, wird ein **Basismonat** durch die folgenden Merkmalsausprägungen bzgl. der Stromverbrauchsdeterminanten **gekennzeichnet**:

- Der Basismonat hat 30 Tage, davon 22 Werk- sowie 8 Samstage und Sonntage;
- im Basismonat befinden sich keine Schulferien;
- es befindet sich außerdem kein Feiertag im Basismonat;
- die Heizgradtage und die "Stunden der Dunkelheit" betragen ebenfalls Null;
- es sind keinerlei Sondereinflüsse vorhanden;
- die industrielle Produktion bewegt sich auf einem "normalen" (Basis-) Niveau, der Index der industriellen Nettoproduktion beträgt damit 100.

(3) Ausgehend von dem so spezifizierten Basismonat bewirkt eine Veränderung in den Ausprägungen der Stromverbrauchsdeterminanten eine Änderung des Basisstromverbrauchs. Dabei gehen wir davon aus, daß die einzelnen **Determinaten unabhängig voneinander** den Stromverbrauch beeinflussen. Weist etwa der zu erklärende Monat 31 Tage auf, wovon 23 Tage Werk- und 8 Tage Sams- und Sonntage sind, so verursacht der gegenüber dem Basismonat zusätzlich auftretende Werktag einen zusätzlichen Stromverbrauch. Treten darüber hinaus in diesem Monat Heizgradtage auf, so ist hierfür ein weiterer, zusätzlicher Stromverbrauch zu veranschlagen.

(4) Der **Zusammenhang** zwischen einer Stromverbrauchsdeterminante und dem Stromverbrauch ist **linear**. Es wird somit unterstellt, daß etwa für jeden Heizgradtag eine bestimmte Menge Strom für Heizzwecke verbraucht wird.

(5) Eine Stromverbrauchsdeterminante kann zu einem Mehrverbrauch[1] bei **mehreren Elektrizitätsanwendungen** führen. So resultiert aus einem zusätzlichen Werktag im Bereich der Haushaltskunden beispielsweise ein Mehrverbrauch für Gefrieren, Kühlen oder auch bei den Elektrokleingeräten, die täglich genutzt werden.

Aus diesen Annahmen folgt, daß zur (kurzfristigen) Erklärung des Stromverbrauchs ein **additives, lineares Regressionsmodell** als adäquat anzusehen ist. Es gilt somit:

---

[1] Dabei kann es sich auch um einen "negativen Mehrverbrauch", also um einen Minderverbrauch handeln.

$$S_{i'1} + S_{i'2} + \ldots + S_{i'k} = BV_{i'} + R_{HGT_{i'}} \cdot HGT + R_{SD_{i'}} \cdot SD + R_{KEF_{i'}} \cdot KEF + R_{INP_{i'}} \cdot INP + R_{T_{i'}} \cdot T + R_{SE_{i'}} \cdot SE \qquad (4.13)$$

mit: BV = Basisstromverbrauch
$R_{X_{i'}}$ = Regressionskoeffizient der Einflußgröße X für die Kundengruppe i'.

Dabei sind die Kalendereinflüsse entsprechend unserer Modellspezifikation weiter zu differenzieren, so daß wir für den Stromverbrauch einer Kundengruppe erhalten:

$$S_{i'} = BV_{i'} + R_{HGT_{i'}} \cdot HGT + R_{SD_{i'}} \cdot SD + R_{AA_{i'}} \cdot AA + R_{AS_{i'}} \cdot AS + R_{AF_{i'}} \cdot AF + R_{AU_{i'}} \cdot AU + R_{INP_{i'}} \cdot INP + R_{T_{i'}} \cdot T + R_{SE_{i'}} \cdot SE_{i'} \qquad (4.13')$$

mit:
KEF = g (AA, AS, AF, AU), wobei gilt:
AA = Anzahl der Arbeitstage
AS = Anzahl der Sams- und Sonntage
AF = Anzahl der Feiertage
AU = Anzahl der Ferientage (Urlaub).

Ferner muß die Möglichkeit eröffnet werden, **mehrere Sondereinflüsse** für eine Kundengruppe spezifizieren zu können[1]. Hierbei sind solche Sondereinflüsse, bei denen die Höhe des Sondereinflusses, also die Höhe des Mehr- oder Minderverbrauchs bekannt ist, von solchen Sondereinflüssen zu unterscheiden, bei denen dieses nicht der Fall ist. Letztere müssen mit Hilfe eines Regressionskoeffizienten quantifiziert werden. Diese Art von Sondereinflüssen soll für jede Kundengruppe auf die Existenz eines derartigen Sondereinflusses begrenzt werden, während Sondereinflüsse, die in ihrem Ausmaß exakt bestimmt werden können, in unbegrenzter Anzahl im Modell verankert werden können. Hieraus folgt für die Gleichung 4.13':

[1] Vgl. dazu 4.2.2.2 Punkt (1).

$$S_{i'} = BV_{i'} + R_{HGT_{i'}} \cdot HGT + R_{SD_{i'}} \cdot SD + R_{AA_{i'}} \cdot AA + R_{AS_{i'}} \cdot AS + R_{AF_{i'}} \cdot AF + R_{AU_{i'}} \cdot AU + R_{INP_{i'}} \cdot INP + R_{T_{i'}} \cdot T + R_{SE_{i'1}} \cdot SE_{i'1} + \sum_{l=2}^{m} R_{SE_{i'1}} \cdot SE_{i'1} \qquad (4.14)$$

dabei gilt bzgl. der Sondereinflüsse:

$R_{SE_{i'1}}$ wird im Rahmen der Regressionsanalyse geschätzt,

$R_{SE_{i'1}}$ wird fest vorgegeben, für 1 = 2 bis m.

Mit Hilfe dieser Gleichung läßt sich der Stromverbrauch für jede der o.g. Kundengruppen erklären, so daß hiermit der gesamte Stromverbrauch (Landesversorgung), mit dem ein EVU konfrontiert wird, erklärt und ggf. prognostiziert werden kann. Dabei sind die Einflußgrößen teilweise bei den einzelnen Kundengruppen zu modifizieren, ohne daß sich jedoch die Grundgleichung des Modells (4.14) verändert (vgl. dazu im einzelnen 4.2.2.2).

4.2.2.4 Alternative Modellansätze

Bevor wir das im vorherigen Kapitel formulierte Modell endgültig zur (kurzfristigen) Erklärung des Stromverbrauchs heranziehen, sind kurz **alternative Modellansätze zu diskutieren,** welche die **Determinanten des Stromverbrauchs** (vgl. dazu 4.2.2.1 und 4.2.2.2) und **deren modellmäßige Verknüpfung** (vgl. dazu 4.2.2.3) betreffen.

(1) Weitere **Determinanten des Stromverbrauchs**

Zu dem in 4.2.1 formulierten **Erklärungsmodell des Stromverbrauchs** ließen sich zahlreiche Alternativmodelle aufstellen (vgl. dazu auch 3.4). Vor allem kommen weitere Variablen in Frage, die einen Einfluß auf den Stromverbrauch ausüben. So könnten alle in der Trendvariablen global erfaßten Größen - in diesem Zusammenhang sei noch einmal exemplarisch an die Strom- und Energiepreise, die Haushaltsgröße und die technologische Entwicklung der (Elektro-) Geräte erinnert - modellmäßig separat abgebildet werden. Die in der Problemstellung formulierten Anforderungen (vgl. dazu insbesondere 1. und 3.4) und die vorhandenen Datenprobleme (vgl. dazu 4.1) lassen es jedoch als adäquat erscheinen, nur die im Modell verankerten Einflußgrößen für die Erklärung des Stromverbrauchs zu verwenden (vgl. dazu auch 4.2.2.2). Zum einen zeigen die weiteren Determinanten i.d.R. eher längerfristige Wirkungen (z.B. alternative Energiepreise), zum anderen stehen für eine Vielzahl der o.g. Größen keine kurzfristigen und kontinuierlich beschaffbare Daten zur Verfügung (z.B. Haushaltsgröße).

(2) Alternative **modellmäßige Verknüpfungen der Determinanten des Stromverbrauchs**

Von den **(Haupt-) Varianten zur Stromverbrauchsprognose** (vgl. dazu 3.2.2) kommt für das vorliegende Problem zunächst ein **Endverbrauch modell nicht in Frage.** Beispielsweise müßten Daten über den monatl chen Verbrauch einer repräsentativ ausgewählten Anzahl von Kunden für jeden einzelnen Anwendungsbereich (End-Use) kontinuierlich zur Verfügung stehen; dieses ist jedoch nicht der Fall.

Verfahren der **Zeitreihenanalyse** sind ebenfalls **abzulehnen.** Diese sind nicht in der Lage, die im Erklärungsmodell formulierten kausa len Wirkungshypothesen (vgl. dazu 4.2.2.1 und 4.2.2.2) abzubilden. Damit können die Verfahren der Zeitreihenanalyse einem zentralen An liegen der Problemstellung nicht gerecht werden: sie sind nicht in der Lage, die Gründe für Änderungen im Stromverbrauch aufzudecken und können somit keine Hinweise auf langfristig wirksame Verbrauchs veränderungen geben.

In Frage kommen somit lediglich **(makro-) ökonometrische Modelle**, zu denen auch die (multiple) Regressionsanalyse gezählt werden muß (vgl. dazu auch HÜTTNER 1986,S.97). Die Vielzahl der Modellansätze in diesem Zusammenhang läßt es jedoch unmöglich werden, alle Mög lichkeiten explizit zu diskutieren. Deshalb wollen wir im folgenden lediglich einige grundsätzliche Alternativen erörtern.

Die Ablehnung eines **(makro-) ökonometrischen Modells i.e.S.**, d.h. eines Mehrgleichungssystems (vgl. dazu z.B. HÜTTNER 1986, S.97) resultiert unmittelbar aus den unter Punkt (1) genannten Gründen: u ein ökonometrisches Modell in Form eines Mehrgleichungssystems zu konstruieren, wären ökonomische Variablen, wie Preise, Einkommen etc. für die Erklärung des Stromverbrauchs heranzuziehen; diese lie gen jedoch in einer für die Problemstellung adäquaten Form nicht vor.

Eine Reihe weiterer alternativer Modellansätze steht innerhalb der **Regression** zur Verfügung. Zunächst existieren **verschiedene Grundmo delle der Regression**, welche die **Art der Variablenverknüpfung** be treffen. Wir sind von einem additiv, linearen Zusammenhang ausgegan gen. Denkbar wäre etwa auch, ein multiplikativ, nichtlineares Model aufzustellen. Zur Überprüfung der Adäquanz des gewählten Modellan satzes ist die Linearität der Beziehungen zwischen jeder Stromver brauchsdeterminante und dem Stromverbrauch zu überprüfen (vgl. aus führlich dazu Punkt (1) in 4.2.6) sowie die Annahme der Additivität zu überdenken; letzteres geschah bereits bei der Modellformulierung (vgl. dazu 4.2.2.3).

Ferner ist eine Entscheidung dahingehend zu treffen, ob alle im theoretischen Modell spezifizierten Erklärungsgrößen auch in das letztendlich zu verwendende (Prognose-) Modell aufgenommen werden **(multiples Regressionsmodell i.e.S.)** oder ob im Rahmen einer **stufen weisen Regression** (vgl. dazu z.B. SCHNEEWEISS 1978,S.152ff.; MONT GOMERY/PECK 1982,S.270ff.) nicht signifikante Erklärungsgrößen aus geschlossen werden. Wir wollen im weiteren das Modell einer stufen weisen Regression verwenden, was sich folgendermaßen begründen läßt

- Das theoretische Modell wurde so allgemein formuliert, daß es für alle 21 unterschiedenen Kundengruppen herangezogen werden kann. Daher besteht die Möglichkeit, daß einzelne Erklärungsgrößen bei verschiedenen Kundengruppen keinen signifikanten Einfluß auf die Höhe des Stromverbrauchs besitzen. Mit Hilfe der stufenweisen Regression ist es möglich, nicht signifikante Erklärungsgrößen aus dem Regressionsmodell auszusondern.
- Die letztendlich aufgestellten Regressionsmodelle sollen vor allem dazu herangezogen werden, den Stromverbrauch zu prognostizieren. Werden nicht signifikante Erklärungsgrößen in den Regressionsmodellen belassen, so besteht verstärkt die Gefahr von Fehlprognosen, da das der Prognose zugrundeliegende Modell empirisch nicht abgesicherte Wirkungshypothesen beinhaltet.
- Je mehr Erklärungsgrößen in einem Regressionsmodell Verwendung finden, um so eher treten multikollineare Beziehungen auf. Da hiermit - insbesondere auch für eine Prognose - erhebliche Gefahren verknüpft sind (vgl. dazu auch Punkt (4) in 4.2.6), sollten die Regressionsmodelle nur die unbedingt benötigten erklärenden Variablen verwenden; dieses kann u.a. durch eine stufenweise Regression gewährleistet werden.

Bei dem dann letztendlich verwendeten **Verfahren zur stufenweisen Regression** handelt es sich um eine **Rückwärtseliminierung**, d.h, ausgehend vom vollständigen multiplen Regressionsmodell werden solche erklärenden Variablen aus dem Modell ausgesondert, die gemessen am T-Wert das niedrigste Signifikanzniveau aufweisen (vgl. dazu z.B. auch MONTGOMERY/PECK 1982,S.273ff.).

4.2.2.5 Der adaptive Charakter des verwendeten Regressionsverfahrens

Das bisher formulierte Regressionsmodell ist u.E. lediglich in der Lage, den Stromverbrauch zu einem bestimmten Zeitpunkt und für einen bestimmten (zurückliegenden) Zeitraum zu erklären. Damit das **Modell** die spezifische Zielsetzung der Arbeit erfüllen kann, also einen Beitrag zur Flexibilität eines EVU zu leisten vermag, muß es so gestaltet werden, daß es sich **an Änderungen anpaßt**, um damit zu jedem beliebigen Zeitpunkt eingesetzt werden zu können.

Ein **herkömmliches Regressionsmodell** gibt im Zeitablauf in immer geringer werdendem Maße die Realität wieder, da sich die Beziehungen zwischen den unabhängigen Variablen und der abhängigen Variable verändern; das Regressionsmodell ist nicht mehr zur Erklärung und Prognose der abhängigen Variablen einsetzbar. Dieses Problem wird insbesondere für eine kurz- bis mittelfristigen Erklärung und Prognose relevant, da hier die gesamte Regressionsbasis in relativ kurzer Zeit vollständig überholt ist[1].

Wir wollen deshalb ein **adaptives Regressionsmodell** verwenden, das durch folgende zentrale Merkmale gekennzeichnet werden kann:

---

[1] So sollte ein Regressionsmodell, das auf 24 Monatsdaten basiert, höchstens für die nächsten zwei Jahre eingesetzt werden.

- die Regressionsanalyse kann für beliebig lange Basiszeiträume durchgeführt werden;
- die Regressionsanalyse kann auf jedem beliebigen Monat basieren, d.h. die Daten jedes beliebigen Monates können als letzte Werte der Regressionsanalyse verwendet werden.

Hierdurch scheint sichergestellt zu sein, daß die verwendeten Regressionsmodelle immer auf den aktuellsten Daten basieren. Dabei muß sich das Regressionsmodell formal selbständig ändern, damit vom Tatbestand der Adaptivität bzgl. eines Prognosemodells gesprochen werden kann (vgl. hierzu insbesondere BEDNAR/HASENAUER 1977, S.363ff.)[1].

Schließlich sei vollständigkeitshalber auf zwei weitere Möglichkeiten zur Gestaltung adaptiver Regressionsmodelle hingewiesen:

- Die **adaptive Einflußgrößenkombination (AEK)** nach MATT (1963, S.254ff.), deren wesentlicher Gedanke in der Gewichtung der für die Regressionsanalyse zugrundegelegten Daten liegt: zurückliegende Beobachtungen werden mit einem exponentiell sinkenden Gewicht berücksichtigt[2].
- Die **Verwendung variabler Regressionskoeffizienten** (vgl. dazu z.B. MORRISON/PIKE 1977,S.768ff.; EDEL 1980,S.135ff.).

Diese Vorgehensweisen wollen wir nicht wählen, da beim vorliegenden Problem nicht nur möglichst gute Prognoseergebnisse erzielt werden sollen - hier bieten beide Verfahren u.U. einige Vorteile -, sondern ein Schwergewicht in der Analyse der Modellergebnisse liegen muß, um dem Aspekt der Früherkennung Rechnung tragen zu können. Diese Analyse muß in erster Linie an einem Vergleich der Regressionskoeffizienten im Zeitablauf ansetzen. Deren Interpretation bereitet im Fall der AEK aufgrund der Gewichtungen jedoch erhebliche Probleme und wird bei der Verwendung variabler Regressionskoeffizienten wie bei EDEL (1980,S.135ff.) nahezu unmöglich. Für eine Verbesserung der Prognoseergebnisse sollte das Verfahren der AEK oder die Verwendung variabler Koeffizienten jedoch als Erweiterungsmöglichkeit für das Modell im Auge behalten werden.

4.2.3 Die (statistische) Validierung des Erklärungsmodells

Die **Validierung eines Modells**, also die Beantwortung der Frage, inwieweit das entwickelte Modell tatsächlich das abzubildende System darstellt, gehört zu den schwierigsten Problemen bei der Beurteilung

---

[1] Da es sich hierbei u.E. aber eher um ein Problem der späteren Implementierung handelt, wollen wir den Begriff der Adaptivität in diesem Zusammenhang weiter fassen und darunter auch den Fall subsumieren, daß die letztendliche Entscheidung, ob ein Prognosemodell geändert wird, extern erfolgt. Entscheidend ist die Fähigkeit zur Anpassung an geänderte Verhältnisse.

[2] Zu Einzelheiten des Verfahrens vgl. z.B. MATT 1963,S.254ff.; LEWANDOWSKI 1974,S.148f.; BEDNAR/HASENAUER 1977,S.451ff.; GRIESE/MATT 1981,S.149ff.; HANSMANN 1981,S.238ff.

von Modellen (vgl. z.B. LUDEWIG 1975,S.54)[1]. Hierbei handelt es sich stets um einen mehrdimensionalen Vorgang (vgl. dazu z.B. FORRESTER 1961,S.115ff.; MARTINO 1973,S.30ff.; TOPRITZHOFER 1974,S.62; MEFFERT/STEFFENHAGEN 1977,S.56; FILDES 1978,S.89ff.). Da im Rahmen der Arbeit eine Technologie geliefert werden soll, wollen wir uns in diesem Kapitel ausschließlich mit der internen Validierung (vgl. dazu auch WITTE 1974,Sp.1270) unseres Modells beschäftigen[2]. Diese erfolgt vor allem mit Hilfe statistischer Kenngrößen, so daß auch von einer statistischen Validierung (vgl. FILDES 1978,S.90ff.) gesprochen werden kann. Diese umfaßt zwei Basisfragen (vgl. auch NAYLOR 1971,S.21):

- Inwieweit lassen sich mit Hilfe des Modells **historische Daten reproduzieren** ?
- Wie genau sind die "echten Prognosen" des Modells, über welche **Prognosefähigkeit** ("predicitve power") verfügt das Modell ?

Da wir bisher noch nicht geklärt haben, inwieweit das von uns aufgestellte Erklärungsmodell auch zur Prognose eingesetzt werden kann (vgl. dazu 4.2.7), wollen wir im folgenden ausschließlich versuchen, die erste Frage zu beantworten. Die Frage nach der Prognosefähigkeit des Modells ist ausführlich Gegenstand späterer Kapitel (vgl. dazu 5. und 7.).

Die Fähigkeit eines Modells, **historische Daten zu reproduzieren**, kann anhand verschiedener Beurteilungskriterien bewertet werden. Einen ersten (groben) Überblick liefert die graphische Gegenüberstellung der historischen und der vom Modell generierten Daten.

Betrachten wir in einem ersten Schritt die gesamte **Landesversorgung** eines EVU[3,4], so kann eine sehr gute Angleichung der Ex-Post-Prognosewerte an die entsprechenden Ist-Werte konstatiert werden (vgl. Abb.4.2-2). Damit kann dem verwendeten Erklärungsmodell[5] zunächst eine grundsätzliche Eignung bescheinigt werden, den realen Sachverhalt richtig abzubilden[6].

---

[1] Zum Problem der Validierung von Prognosemodellen bzw. Prognosen vgl. insbesondere SILVERT 1981,S.199ff. und ARMSTRONG 1985, S.337ff.

[2] Daneben ließe sich eine externe Validierung des Modells durchführen, die sich mit der Frage beschäftigt, inwieweit das Modell auf andere, ähnlich gelagerte Probleme übertragen werden kann (vgl. dazu auch WITTE 1974,Sp.1270).

[3] Dieses ist die insgesamt zu prognostizierende Größe.

[4] Hierbei verwenden wir die Daten aus dem praktischen Teil der Arbeit (vgl. dazu 5.- 8.), also die Daten der VEW.

[5] In diesem Kapitel wird ein Regressionsmodell zugrundegelegt, welches Daten bis einschließlich Dezember 1985 verwendet. Zu den einzelnen Modellen vgl. Anhang Teil II.

[6] Eine Modellvalidierung, die allein auf einer derartigen graphischen Gegenüberstellung basiert, muß jedoch abgelehnt werden.

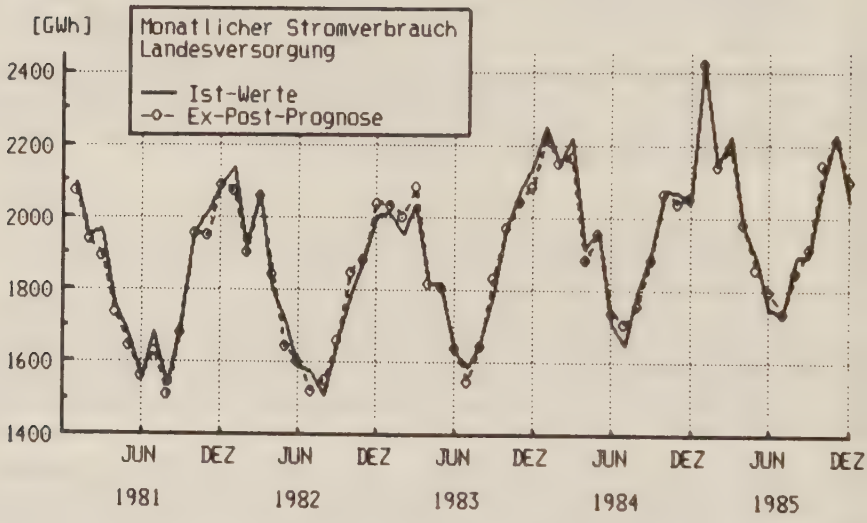


Abb.4.2-2: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die gesamte Landesversorgung der VEW (1981 - 1985)

Da wir die Erklärung des Stromverbrauchs für die gesamte Landesversorgung jedoch in zahlreiche Teilmodelle zerlegt haben, ist jedes dieser einzelnen **Teilmodelle** zu **betrachten.** Hiermit soll ausgeschlossen werden, daß die in Abb.4.2-2 offensichtlich zu Tage tretende Fähigkeit des Modells, historische Werte zu reproduzieren, nicht zufälliger Natur ist bzw. nicht durch eine Kompensation zahlreicher Einzelfehler zu Stande kommt.

Entsprechend der in Kapitel 4 vorgenommenen Differenzierung zeigen die Abb.4.2-3 bis 4.2-9 die Ist- und die Ex-Post-Prognose-Werte für die Kundengruppen der mittelbaren Versorgung, des Betriebrverbauchs, des Tarifbereiches, des Gewerbes u.a., der öffentlichen Einrichtungen, des Verkehrs und der Industrie[1].

Insgesamt zeigen die graphischen Darstellungen eine unterschiedliche Erklärungskraft der einzelnen Teilmodelle, wobei jedoch generell von einer guten Annäherung der Ex-Post-Prognosewerte an die tatsächlichen Ist-Werte gesprochen werden kann.

---

[1] Auf eine Darstellung aller 15 im Modell unterschiedenen Industriebranchen wurde aus Raumgründen verzichtet.

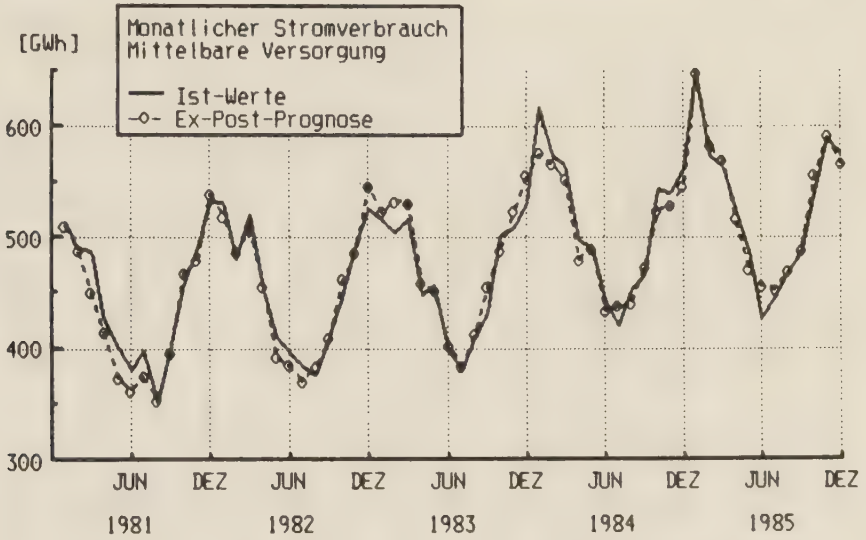


Abb.4.2-3: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die mittelbare Versorgung der VEW (1981 - 1985)

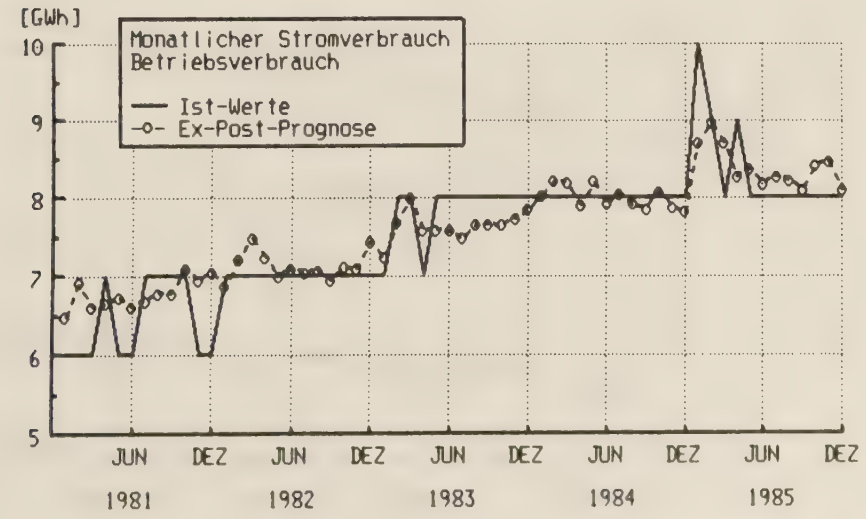


Abb.4.2-4: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für den Betriebsverbrauch der VEW (1981 - 1985)

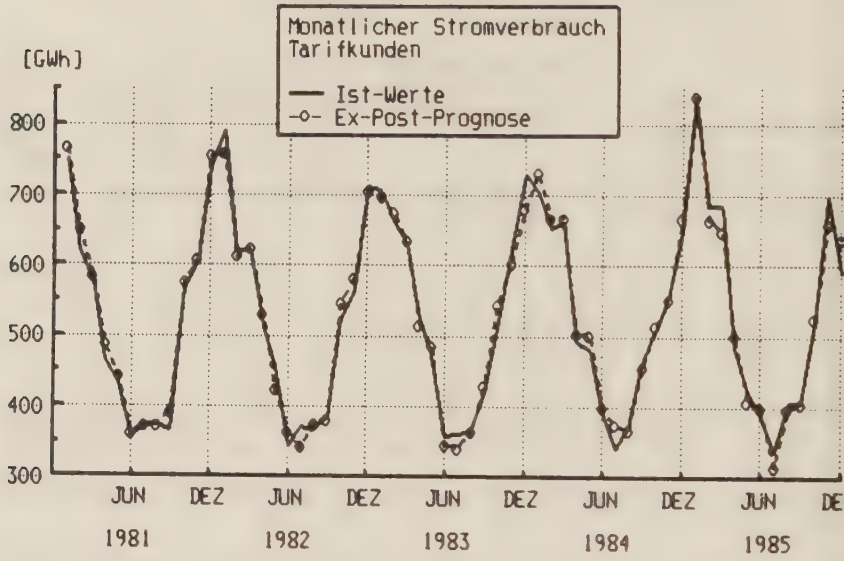


Abb.4.2-5: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Tarifkunden der VEW (1981 - 1985)

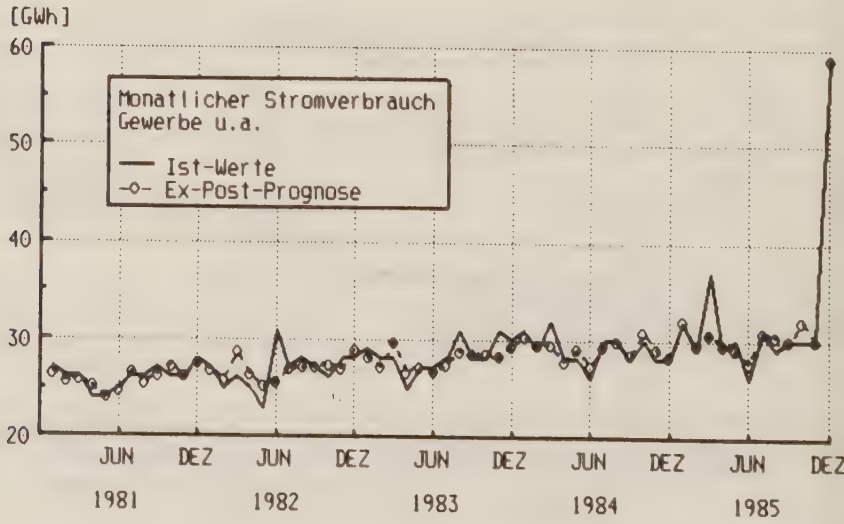


Abb.4.2-6: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Gewerbekunden der VEW (1981 - 1985)

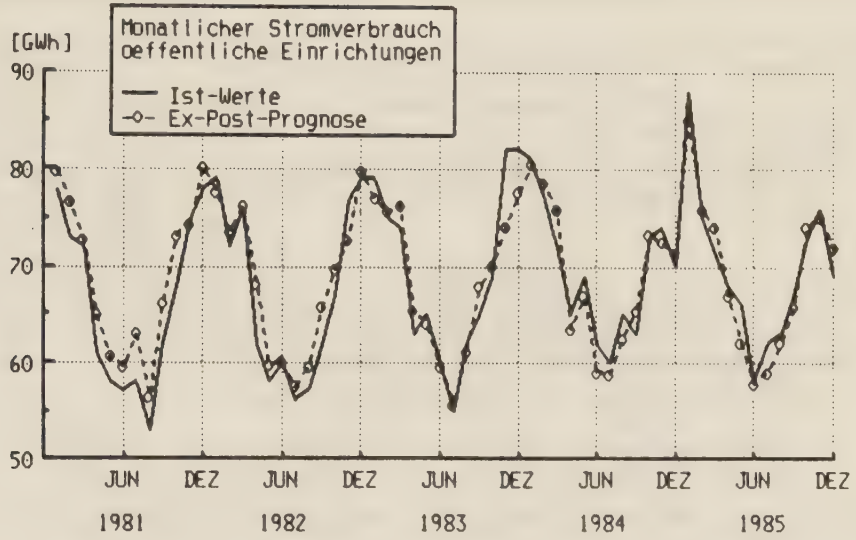


Abb.4.2-7: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Kunden der öffentlichen Einrichtungen der VEW (1981 - 1985)

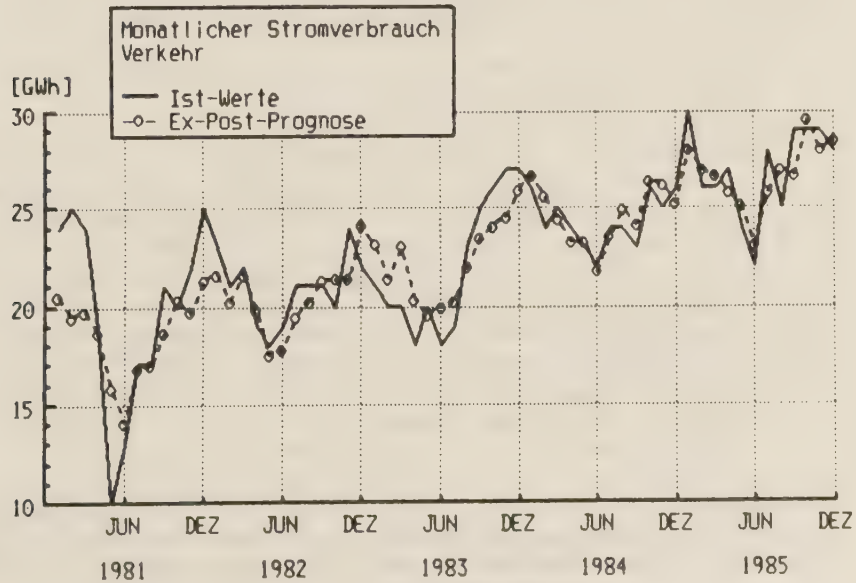


Abb.4.2-8: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Verkehrskunden der VEW (1981 - 1985)

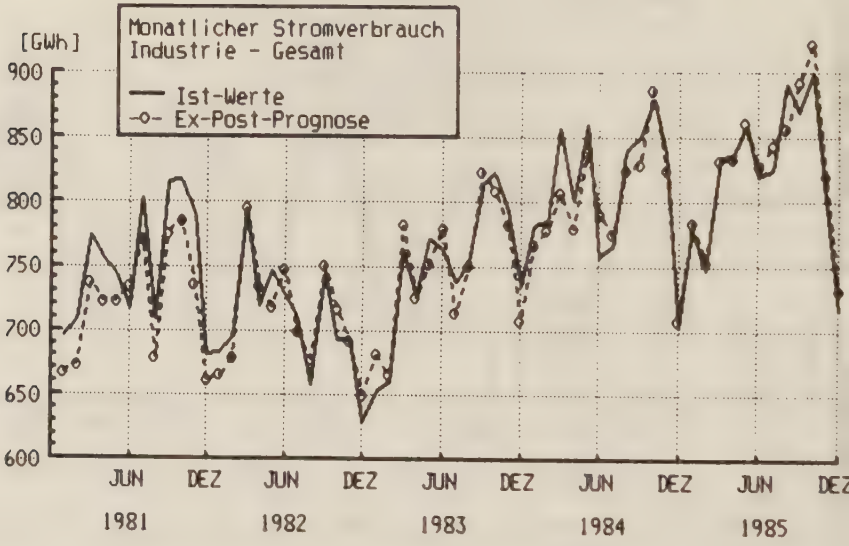


Abb.4.2-9: Vergleich der Ist-Werte mit der Ex-Post-Prognose für die Industriekunden der VEW (1981 - 1985)

Bei einer Bewertung der Abbildungen 4.2-3 bis 4.2-9 sind ferner die folgenden Punkte zu beachten:

- Der Anteil der einzelnen Kundengruppen an der gesamten Landesversorgung divergiert in sehr starkem Maße; daher schlägt sich etwa die relativ schlechte Reproduzierbarkeit des Modells zum Stromverbrauch des Verkehrs kaum in der gesamten Landesversorgung nieder.
- Die Erklärungs- (Regressions-) Modelle basieren auf 48 Monatsdaten, d.h. es wurden zur Quantifizierung der Erklärungsmodelle die Daten des Zeitraumes Januar 1982 bis Dezember 1985 zugrundegelegt[1]; insofern sind die höheren Abweichungen für das Jahr 1981 etwa bei der Industrie oder den öffentlichen Einrichtungen zu relativieren: die zur Ex-Post-Prognose verwendeten Modelle sind eigentlich für dieses Jahr nicht heranzuziehen. Diese Darstellung erfolgte lediglich, um noch einmal die Notwendigkeit vor Augen zu führen, ständig das verwendete Modell an die neuesten Daten anzupassen.

Die hier vorgenommene graphische Darstellung und Auswertung zum Zusammenhang zwischen den historischen und den vom Modell produzierten Daten kann jedoch nur einen ersten Einblick in die Validität des Modells verschaffen, da es sich um eine rein subjektive Bewertung han-

[1] Dabei ist die Wahl des Zeitraumes für die Erklärungskraft der Modelle unerheblich.

delt. Eine Objektivierung der Modellvalidierung kann durch die Angabe bestimmter statistischer, quantitativer Kenngrößen erfolgen.

Die **quantitative Validierung** des Erklärungsmodells kann sich zum einen auf das Gesamtmodell, zum anderen auf die einzelnen Erklärungsgrößen (Variablen, Regressoren) erstrecken. Dabei können vor allem die folgenden statistischen Kenngrößen herangezogen werden (vgl. dazu z.B. auch WOOD/FILDES 1976,S.124ff.; LEVENBACH/CLEARY 1984, S.178ff.):

(1) Beurteilung des **gesamten Regressionsmodells**:
- Berechnung des **multiplen Korrelationskoeffizienten (R)** respektive dem **Bestimmtheitsmaß (R^2)**:
  - Mit diesen Größen läßt sich angeben, in welchem Ausmaß der Stromverbrauch von den im Modell verankerten Einflußgrößen erklärt werden kann (vgl. zur Definition z.B. THEIL 1971, S.163ff.; WONNACOTT/WONNACOTT 1981,S.180; HARTUNG 1985, S.564).
- Durchführung einer Varianzanalyse mit Hilfe des **F-Testes**:
  - Der F-Test (vgl. dazu z.B. WONNACOTT/WONNACOTT 1981, S.163ff.) wird angewendet, um einen Maßstab für die Signifikanz des Zusammenhangs zwischen der zu erklärenden und den erklärenden Größen zu erhalten (vgl. dazu z.B. SCHEER 1983, S.166). Dieses ist vor dem Hintergrund zu sehen, daß die Höhe von R^2 z.B. von der Anzahl der Werte u.a.m. abhängt und insofern eine Verzerrung aufweisen kann.
  - Der F-Test gibt Auskunft über die Gesamtgüte des verwendeten Erklärungsmodells, über die "Gesamtvalidität des Modells".
- Berechnung des **Durbin-Watson-Koeffizient (DW)** (vgl. dazu z.B. THEIL 1971,S.199f.; CHATFIELD 1984,S.77; HARTUNG 1985,S.740), um Autokorrelation in den Residuen auszuschließen:
  - Als "Daumenregel" soll fungieren, daß bei einem Wert von $1.5 \leq DW \leq 2.5$ keine Autokorrelation vorliegt (vgl. auch SCHEER 1983,S.168), das Modell somit keine Verletzung bzgl. dieser Modellbedingung aufweist.

(2) Beurteilung der **einzelnen Regressoren**:
- Durchführung des **T-Testes** für jede im Modell verankerte, erklärende Größe:
  - Ob ein bestimmtes Modell sinnvoll ist, kann letztlich nur entschieden werden, wenn jede einzelne, im Modell enthaltene, erklärende Größe isoliert untersucht wird. Hierzu dient der T-Test, in dem geprüft wird, "... ob ein errechneter Regressionskoeffizient bei einer vorgegebenen Sicherheitswahrscheinlichkeit von 0 verschieden ist ..." (SCHEER 1983, S.167).
  - Der T-Test gibt damit darüber Auskunft, inwieweit einer isolierten Erklärungsgröße Bedeutung zukommt.
- Ermittlung der standardisierten Regressionskoeffizienten (vgl. dazu z.B. HUGHES/GRAWOIG 1971,S.369; MONTGOMERY/PECK 1982, S.167ff.):
  - Um die Bedeutung der einzelnen Erklärungsgrößen abschätzen zu können, werden die Regressionskoeffizienten unabhängig von der jeweiligen Meßdimension berechnet.
  - Dadurch kann abgeschätzt werden, wie hoch der Einfluß einer einzelnen Einflußgröße auf die abhängige Variable im Vergleich zu den anderen Einflußgrößen ist.

- Wir wollen jedoch im folgenden auf die Berechnung der standardisierten Regressionskoeffizienten verzichten, da die damit verknüpfte Fragestellung - welchen Einfluß hat eine bestimmte Einflußgröße auf den Stromverbrauch im Vergleich zu anderen Einflußgrößen - im Rahmen dieser Arbeit nicht angesprochen wird.

Die Berechnungen der hieraus ausgewählten Beurteilungsmaßstäbe für unser Erklärungsmodell sind in der Übersicht 4.2-3 zusammengefaßt, wobei lediglich aus Übersichtlichkeitsgründen die T-Werte ausgespart wurden (vgl. dazu Teil II des Anhangs). Als Basiszeitraum der Regressionsanalyse wurden wiederum die Daten von Januar 1982 bis Dezember 1985 zugrundegelegt. Die Auswahl der in das Modell aufzunehmenden Variablen erfolgte auf der Basis eines Konfidenzniveaus von 90% .

Insgesamt zeigt auch die **quantitative Beurteilung** eine hohe Validität des Erklärungsmodells bzw. der einzelnen Erklärungsmodelle. So werden bei der insgesamt zu prognostizierenden Größe, der Landesversorgung, 97.1% aller in den starken Schwankungen des monatlichen Stromverbrauchs liegenden Varianzen von dem Modell erklärt. Der Durbin-Watson-Wert von 1.797 deutet dabei darauf hin, daß die nicht erklärten Schwankungen, also die Residuen, zufällig schwanken, so daß das Gesamtmodell als hinreichend spezifiziert angesehen werden muß.

Analysieren wir die verschiedenen **Erklärungsmodelle im einzelnen**, so sind recht unterschiedliche Validitäten zu konstatieren. Generell müssen jedoch bis auf das Modell für die übrige Investitionsgüterindustrie alle Modelle als äußerst hoch signifikant bezeichnet werden, da die empirischen F-Werte innerhalb eines 99.999% Intervalls (somit $\alpha \leq 0.00001$) der theoretischen F-Verteilung liegen. Für die übrigen Beurteilungsmaßstäbe gilt unter Zugrundelegung der o.g. Grenzwerte, daß die Modelle mit der lfd. Nr. 2, 4, 5, 6, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 20 und 22 unkritisch sind.

Von den verbleibenden, modellmäßig weniger gut abgebildeten Kundengruppen können die lfd. Nr. 3 und 18 weitestgehend vernachlässigt werden. Mit einem Anteil von ca. 0.4% (Betriebsverbrauch - Nr.3) und ca. 0.2% (sonstige Investitionsgüterindustrie - Nr.18) fallen diese beiden Kundengruppen kaum ins Gewicht: der absolute Fehler bei diesen Kundengruppen ist wesentlich geringer als derjenige bei Kundengruppen mit einem großen Anteil am Gesamtverbrauch, auch wenn bei letzteren ein wesentlich "besseres" Modell vorliegt[1].

---

[1] Ein weiterer Grund für die bei Kundengruppen, die nur einen sehr geringen Anteil am Gesamtverbrauch aufweisen, z.T. sehr geringen (multiplen) Bestimmtheitsmaße - 0,048 bei Nr. 19 - ist in den verwendeten Daten zu sehen. Da in den Moantsberichten auf ganze Zahlen auf- oder abgerundet wird, ist ein Großteil der Gesamtstreuung bei diesen Kundengruppen durch die Rundung zu erklären.

Kundengruppe \ Modellkennzeichnung	lfd. Nr.	k	R	R^2	F-Wert	DW
Landesversorgung*	1	-	0.985	0.971	-	1.797
Mittelbare Versorgung	2	6	0.975	0.951	144.9 '''	2.007
Betriebsverbrauch	3	5	0.805	0.647	17.9 '''	1.174
Tarifkunden	4	8	0.989	0.977	204.1 '''	2.218
Gewerbe u.a.	5	5	0.941	0.886	76.0 '''	2.133
Öffentliche Einrichtungen	6	5	0.946	0.894	82.4 '''	1.597
Verkehr	7	4	0.889	0.791	51.8 '''	1.139
einzelne Industriebranchen: Bergbau	8	3	0.785	0.616	34.5 '''	1.874
Eisen- u. Stahlerzeugung	9	7	0.926	0.857	34.9 '''	1.285
NE-Metallerzeugung	10	5	0.918	0.842	52.1 '''	1.298
Zement	11	4	0.943	0.889	109.9 '''	1.743
Übrige Steine u.Erden	12	4	0.946	0.896	117.5 '''	1.702
Chemie	13	5	0.916	0.839	50.8 '''	1.784
Übrige Grundstoff- u.P.	14	5	0.858	0.736	27.1 '''	0.961
Eisen- u. Stahlverarbei.	15	7	0.973	0.947	103.7 '''	2.368
Maschinenbau	16	8	0.968	0.937	70.4 '''	2.285
KFZ-Industrie	17	6	0.918	0.843	39.9 '''	1.991
Übrige Investitionsgüter	18	2	0.220	0.049	2.3 n.s.	1.956
Textilindustrie	19	5	0.822	0.676	28.6 '''	2.249
Kunststoffverarbeitung	20	5	0.942	0.888	58.6 '''	2.146
Übrige Verbrauchsgüter	21	6	0.755	0.570	12.9 '''	2.314
Nahrung u. Genußmittel	22	6	0.945	0.893	61.7 '''	2.115

* Bei dieser "Kundengruppe" handelt es sich um kein eigenständiges Modell.

Verwendete Symbole zur Kennzeichnung des Signifikanzniveaus der Regressionen[1]

n.s.	nicht signifikant	$\alpha > 0.1$
o	schwach signifikant	$\alpha \leq 0.1$
#	signifikant	$\alpha \leq 0.01$
+	sehr signifikant	$\alpha \leq 0.001$
++	hoch signifikant	$\alpha \leq 0.0001$
+++	überaus hoch signifikant	$\alpha \leq 0.00001$

Übersicht 4.2-3: Werte zur Validierung des Erklärungsmodells (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)[2]

[1] Da die sonst übliche Unterteilung und Symbolik für unsere Modelle kaum Ausagekraft besitzt - nahezu alle Modelle weisen ein Signifikanzniveau auf, das kleiner gleich 0.001 ist -, wurde von dieser geringfügig abgewichen.

[2] KFN gibt das Konfidenzniveau an, mit dem die Erklärungsvariablen im Rahmen der stufenweisen Regression eleminiert werden, LW den letzten verwendeten Basiswert, BW die Anzahl der Basis-

Problematischer ist dagegen die Validität der Modelle für die Kundengruppen mit der lfd. Nr. 7, 8, 9, 10, 14, 19. Deren Anteil an der gesamten Landesversorgung beträgt bei der VEW etwa 22%, so daß die hierbei auftretenden schlechten Beurteilungswerte nicht vernachlässigt werden können.

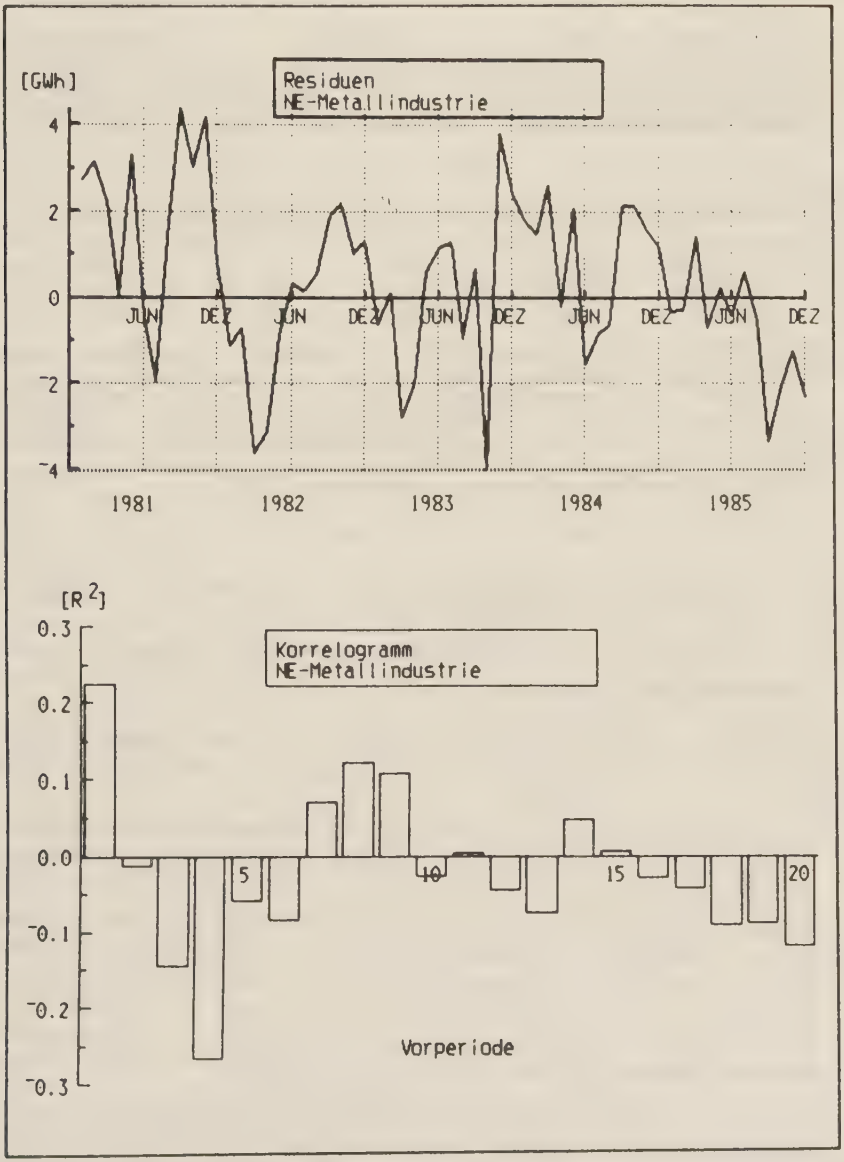
Auffallend sind in diesem Zusammenhang die teilweise sehr niedrigen DW-Werte (s. lfd. Nr. 14, 7, 9 und 10), die eine Unter- bzw. Fehlspezifikation der betreffenden Modelle andeuten. Da die Werte deutlich unterhalb des Grenzwertes von 1.5 liegen, ist eine Modellerweiterung unumgänglich.

4.2.4 Die Erweiterung des Erklärungsmodells zum Stromverbrauch um eine autoregressive Komponente

Die niedrigen DW-Werte einiger Modelle lassen darauf schließen, daß zwischen den Residuen eine **Autokorrelation** besteht. Diese Vermutung wird durch eine Spektralanalyse (vgl. dazu z.B. BOX/JENKINS 1976, S.23ff.; GRANGER/NEWBOLD 1977,S.43ff.; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT/MCGEE 1983,S.354ff.; CHATFIELD 1984,S.127ff.; SCHLITTGEN/STREITBERG 1984) bestätigt, welche deutlich werden läßt, daß die Residuen einer Periode von den Residuen der Vorperiode abhängen (vgl. Übersicht 4.2-4). Da diese, als Autokorrelation bezeichnete Erscheinung, eine Grundannahme des Regressionsansatzes verletzt (vgl. ausführlich hierzu Punkt (3) in 4.2.6), muß das Modell zur Erklärung des Stromverbrauchs in der Art erweitert werden, daß diese Autokorrelation ausgeschaltet wird. Dazu bietet es sich an, eine **autoregressive Komponente** in das Modell aufzunehmen.

Die Erweiterung des (einfachen) Regressionsansatzes um eine autoregressive Komponente erfolgt, indem als zusätzliche unabhängige Variable die zu erklärende Variable, jedoch mit den Werten einer Vorperiode, in das Modell aufgenommen wird (vgl. dazu z.B. SCHÖNFELD 1971,S.31ff.; SCHNEEWEISS 1978,S.177ff.; WOOD/FILDES 1976,S.120ff.; KENDALL 1976,S.162f.).

Für unser Modell ist die Aufnahme einer um eine Periode verzögerten autoregressiven Komponente der geeignete Ansatz, die Autokorrelation auszuschalten (vgl. dazu z.B. auch DONNELLY 1984, S.121; BOHNEN 1982,S.94f.). Da eine Unterspezifikation des bisherigen Erklärungsmodells fast ausschließlich bei industriellen Kunden zu beobachten ist, kann die Autokorrelation auf den Bereich der Produktion zurückgeführt werden. D.h., es ist davon auszugehen, daß der (monatliche) zur Produktion eingesetzte Stromverbrauch von dem entsprechenden



Übersicht 4.2-4: Spektralanalyse für die Residuen des ursprünglichen Erklärungsmodells zum Stromverbrauch am Beispiel der NE-Metallerzeugung

Stromverbrauch des Vormonats abhängt[1,2]. Da eine derartige, anwendungsbezogene Differenzierung im Rahmen der hier verwendeten Daten nicht vollzogen werden kann, lautet das erweiterte Modell zur Erklärung des Stromverbrauchs (vgl. dazu auch Gleichung 4.14):

$$S_{i',t} = BV_{i'} + R_{HGT_{i'}} \cdot HGT + R_{SD_{i'}} \cdot SD + R_{AT_{i'}} \cdot AT + R_{AS_{i'}} \cdot AS$$

$$R_{F_{i'}} \cdot F + R_{FT_{i'}} \cdot FT + R_{INP_{i'}} \cdot INP_{i'} + R_{T_{i'}} \cdot T + R_{SE_{i'1}} \cdot$$

$$SE_{i'1} + \sum_{l=2}^{m} R_{SE_{i'l}} \cdot SE_{i'l} + R_{S_{i't-1}} \cdot S_{i't-1} \cdot \qquad (4.15)$$

Aufgrund der hier angestellten Argumentation wollen wir das derart modifizierte Erklärungsmodell jedoch nur für solche Kundengruppen verwenden, bei denen Strom für die Produktion von Gütern eingesetzt wird oder die über Eigenerzeugungsanlagen verfügen. Damit wird das erweiterte Erklärungsmodell zum Stromverbrauch für alle Kundengruppen mit Ausnahme der mittelbaren Versorgung, der Tarifkunden und der öffentlichen Einrichtungen übernommen.

4.2.5 Die (statistische) Validierung des erweiterten Erklärungsmodells zum Stromverbrauch

Die (statistische) Validierung des erweiterten Erklärungsmodells zum Stromverbrauch wollen wir auf die Analyse der **quantitativen Beurteilungsmaßstäbe** beschränken[3].

Danach hat sich die Gesamterklärungskraft des Modells nur geringfügig verbessert - einem R von bisher 0.985 steht jetzt ein Wert von

---

[1] Diese Annahme ist unmittelbar plausibel, wenn man sich beispielsweise die Produktion auf Lager vor Augen führt. Da der Index der industriellen Nettoproduktion die Summe aus Umsatz und Wert der Bestandsänderungen an eigenen Erzeugnissen und der selbsterstellten Anlagen minus der Vorleistung widerspiegelt (vgl. dazu STOBBE 1976, S.325), kommt es zu einem Bewertungsproblem. Verkaufte Güter werden zu Marktpreisen, auf Lager gegangene Güter zu Herstellkosten angesetzt. Damit kann es bei gleich hohem Stromverbrauch zu Produktionszwecken zu einem unterschiedlich hohen Index der industriellen Nettoproduktion kommen. Zur Erfassung dieser Unterschiede scheint eine autoregressive Komponente der geeignete Ansatz zu sein, da Lagerbewegungen immer zeitlich voneinander abhängen.

[2] Eine andere plausible Begründung zur Verwendung des autoregressiven Ansatzes resultiert aus dem Vorhandensein industrieller Eigenerzeugungsanlagen. So dürfte unmittelbar einsichtig sein, daß deren Einsatz nicht zufällig erfolgt. Da eine genaue Erklärung jedoch im Rahmen dieses Modells nicht möglich ist, stellt die Verwendung einer autoregressiven Komponente die in diesem Zusammenhang geeignete Lösung dar.

[3] Die qualitative, also die graphische Validierung des erweiterten Modells führt gegenüber dem ursprünglichen Bild nur zu marginalen Änderungen.

0.986 entgegen (vgl. dazu Übersicht 4.2-5). Betrachten wir die Erklärungskraft bzgl. der einzelnen Teilmodelle, so ist bei 15 Modellen der Wert des Bestimmtheitsmaßes gleich geblieben, während er sich in 6 Fällen verbessert hat. Damit kann dem erweiterten Modell insgesamt eine (geringfügig) **verbesserte Erklärungskraft** zugesprochen werden.

Entscheidender ist jedoch die Tatsache, daß durch die Modellerweiterung die **Autokorrelation** zwischen den Residuen weitestgehend **ausgeschaltet** werden konnte. So hat sich der DW-Wert für die Landesversorgung von 1.797 auf 1.908 verbessert, und kein DW-Wert der Einzelmodelle liegt bei dem erweiterten Erklärungsmodell unterhalb der von uns gewählten Grenze von 1.5 (vorher 5 Modelle).

Die trotz der Modellerweiterung nach wie vor vorhandene Unterspezifikation bei der Kundengruppe der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie läßt sich auf zwei Punkte zurückführen:

- Aufgrund des relativ hohen Konfidenzniveaus von 90% wird der autoregressive Zusammenhang bei dieser Kundengruppe aus dem Modell entfernt. Die Wahl eines niedrigeren Konfidenzniveaus führt dagegen dazu, daß die autoregressive Komponente im Modell belassen, und damit ein wesentlich besserer DW-Wert erzielt wird, wie wir noch sehen werden.

- Im Rahmen dieser Arbeit angestellte, umfangreiche Untersuchungen haben gezeigt, daß bei der Eisen- und Stahlindustrie im Gegensatz zu fast allen anderen Kundengruppen ein relativ stabiler und valider Zusammenhang zwischen Strompreisen und Stromverbrauch besteht. Aufgrund der mit der Einführung einer monatlichen Preisvariablen verbundenen Probleme soll dieser Zusammenhang jedoch vernachlässigt werden; die relativ hohe Erklärungskraft (R^2 = 0.857) des vorhandenen Modells läßt diese Entscheidung angebracht erscheinen, insbesondere da die Einführung einer Preisvariablen mit Hilfe der Almon-Lag-Technik bei diesem Beurteilungspunkt nur zu einer unwesentlichen Verbesserung führte. Die Nichtberücksichtigung dieses Zusammenhanges kann jedoch für den relativ niedrigen DW-Wert mitverantwortlich gemacht werden.

Zusammenfassend muß die Validität des (der) Erklärungsmodells(e) als relativ hoch bezeichnet werden. Im allgemeinen sind die verwendeten Modelle in hohem Maße in der Lage, die Schwankungen im monatlichen Stromverbrauch der einzelnen Kundengruppen zu erklären.

Die durch die Möglichkeiten zur freien Wahl der Modellparameter gegebene **hohe Anpassungsfähigkeit des Modells** (vgl. ausführlich dazu 4.2.2.4) läßt es aber notwendig werden, **weitere Untersuchungen zur Validität des Erklärungsmodells** anzustellen. Zum einen ist zu analysieren, wie sich alternative Methoden bei der Aufstellung der Regressionsmodelle auf die Validität des Modells auswirken. Konkret wollen wir dabei untersuchen, wie sich **alternative Konfidenzniveaus** (99%, 95%, 50% und 0%), unterschiedlich **lange Basiszeiträume** (60, 36 und 24 Monate) sowie verschiedene **Verfahren zur Auswahl** der im Modell zu berücksichtigenden **Variablen** ("Best Fit" vs. kausale Methode) auf die o.g. quantitativen Beurteilungsmaßstäbe auswirken. Zum zweiten ist zu untersuchen, ob die Validität der **Modelle im Zeitablauf stabil** bleibt (vgl. dazu insbesondere FILDES 1978,S.93f.). Um

Kundengruppe \ Modellkennzeichnung		lfd. Nr.	k	R	R^2	F-Wert	DW
Landesversorgung*		1	-	0.986	0.971	-	1.908
Mittelbare Versorgung		2	6	0.975	0.951	144.9 ***	2.007
Betriebsverbrauch		3	6	0.821	0.674	15.3 ***	1.669
Tarifkunden		4	8	0.989	0.977	204.1 ***	2.218
Gewerbe u.a.		5	5	0.941	0.886	76.0 ***	2.133
Öffentliche Einrichtungen		6	5	0.946	0.894	82.4 ***	1.597
Verkehr		7	5	0.899	0.808	41.0 ***	1.751
einzelne Industriebranchen	Bergbau	8	3	0.785	0.616	34.5 ***	1.874
	Eisen- u. Stahlerzeugung	9	7	0.926	0.857	34.9 ***	1.285
	NE-Metallerzeugung	10	6	0.925	0.856	44.0 ***	1.963
	Zement	11	4	0.943	0.889	109.9 ***	1.743
	Übrige Steine u. Erden	12	5	0.953	0.909	97.5 ***	1.982
	Chemie	13	5	0.919	0.844	52.9 ***	2.259
	Übrige Grundstoff- u. P.	14	6	0.887	0.787	27.4 ***	1.631
	Eisen- u. Stahlverarbei.	15	7	0.973	0.947	103.7 ***	2.368
	Maschinenbau	16	8	0.968	0.937	70.4 ***	2.285
	KFZ-Industrie	17	6	0.918	0.843	39.9 ***	1.991
	Übrige Investitionsgüter	18	2	0.220	0.049	2.3 n.s.	1.956
	Textilindustrie	19	5	0.838	0.702	17.4 ***	1.753
	Kunststoffverarbeitung	20	5	0.942	0.888	58.6 ***	2.146
	Übrige Verbrauchsgüter	21	6	0.755	0.570	12.9 ***	2.314
	Nahrung u. Genußmittel	22	6	0.945	0.893	61.7 ***	2.115

* Bei dieser "Kundengruppe" handelt es sich um kein eigenständiges Modell.

Übersicht 4.2-5: Werte zur Validierung des (erweiterten) Erklärungsmodells (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)

dieses zu klären, wollen wir jeweils ein Regressionsmodell auf der Basis jedes Monats im Zeitraum Januar 1985 bis Dezember 1986 aufstellen und ausgesuchte Modelle einer vergleichenden Betrachtung unterziehen.

(1) Die Auswirkungen des **Konfidenzniveaus** auf die Validität des Modells

Die Höhe des gewählten Konfidenzniveaus bestimmt zunächst, welche Variablen des theoretischen Modells in das praktisch zu verwendende Modell aufgenommen werden; es wird somit ein Vertrauensintervall für das Einbringen einer bestimmten Erklärungsgröße in das Regressionsmodell festgelegt. Damit wirkt sich das Konfidenzniveau zunächst unmittelbar auf die Anzahl der erklärenden Variablen (k) aus: je höher das Konfidenzniveau gewählt wird, um so weniger erklärende Variablen weisen die einzelnen Modelle auf. So wird der Stromverbrauch der mittelbaren Versorgung beispielsweise bei einem Konfidenzniveau von 99% durch 4, bei einem Niveau von 95% durch 6, bei einem Niveau von 90% durch 6, bei einem Niveau von 50% durch 8 und bei einem Niveau von 0% durch 10 Variablen erklärt[1].

Mittelbar wirkt sich die Anzahl der im Modell aufgenommenen Variablen auf die zur Beurteilung der Modellvalidität herangezogenen qualitativen Kriterien aus. Dabei gelten tendenziell die folgenden Zusammenhänge:

- Mit wachsendem Konfidenzniveau sinkt tendenziell die Erklärungskraft der Modelle, gemessen an R bzw. R^2 . Für die Landesversorgung ergibt sich etwa ein R^2 von 0.973, 0.974, 0.971, 0.971 und 0.967 für ein Konfidenzniveau in Höhe von 0, 50, 90, 95 und 99%.
- Mit zunehmendem Konfidenzniveau steigt tendenziell die Validität der Modelle in sich, gemessen anhand des F-Wertes. Für die Kundengruppe der mittelbaren Versorgung ergeben sich etwa mit wachsendem Konfidenzniveau F-Werte von 71.5, 104.1, 144.9, 144.9 und 213.2.
- Die Beziehung zwischen Konfidenzniveau und DW-Wert ist weniger eindeutig. Tendenziell lassen sich jedoch die besten Werte, - d.h. die geringsten Schwankungen um 2 - bei einem Konfidenzniveau von 50% erzielen. Mit zunehmendem Konfidenzniveau wächst die Gefahr einer Modellunterspezifikation (DW-Wert geringer als 1.5), indem Variablen, die sicherlich einen Einfluß auf den Stromverbrauch besitzen, der jedoch aufgrund des vorhandenen empirischen Datenmaterials statistisch weniger gesichert ist, im Modell unberücksichtigt bleiben.

Aufgrund dieser Zusammenhänge sollte ein **Konfidenzniveau** von **90%** gewählt werden. Dieses stellt zum einen sicher, daß nur solche Variablen im Modell belassen werden, die mit relativ großer Sicherheit den durch das Vorzeichen des betreffenden Regressionskoeffizienten ausgewiesenen Einfluß auf den Stromverbrauch ausüben. Zum anderen werden aber auch Variablen, deren Daten nur durch Zufälligkeiten oder Meßfehler verunreinigt sind, im Modell belassen.

---

[1] Die Anzahl von 10 Variablen bei einem Konfidenzniveau von 0% erklärt sich aus dem theoretisch aufgestellten Modell, in dem für die mittelbare Versorgung 10 Variablen verankert wurden.

(2) Die Auswirkungen der **Länge des Basiszeitraumes** auf die Validität des Modells

Die Wahl des Basiszeitraumes, hier verstanden als die Anzahl von Zeitpunkten, die dem Modell zugrundegelegt werden, hat nur geringen Einfluß auf die Modellvalidität. Dieses gilt insbesondere für die Erklärungskraft des Modells und die Validität des Modells in sich. Für den DW-Wert läßt sich dagegen festhalten, daß mit kürzer werdendem Basiszeitraum die Gefahr wächst, die Modelle überzuspezifizieren, d.h. einen DW-Wert von mehr als 2.5 zu erhalten. Dieses wird u.a. auch aus dem DW-Wert für die gesamte Landesversorgung deutlich, der bei einem Basiszeitraum von 24 Monaten 2.369 beträgt, sich bei einem längeren Basiszeitraum dagegen unterhalb von 2 oder knapp darüber bewegt.

Da die Länge des Basiszeitraumes offensichtlich **wenig Einfluß auf die Validität** des Modells besitzt, muß die Wahl des Basiszeitraumes von anderen Faktoren abhängen.

Entscheidend für die Wahl des Basiszeitraumes ist die Prognosefrist und die mit dieser Prognosefrist verbundene Prognosefähigkeit. Allgemein gilt dabei, daß der Basiszeitraum so lang sein sollte, daß Zufallsschwankungen möglichst ausgeschaltet werden, und daß er so kurz sein sollte, daß Umweltveränderungen in dem gebührenden Maße im Modell Berücksichtigung finden. Für den von uns betrachteten Prognosezeitraum von 12 bis 18 Monaten bedeutet dieses, einen Basiszeitraum von 36 oder 48 Monaten zu verwenden.

(3) Die Auswirkungen des **Verfahrens zur Variablenauswahl** auf die Modellvalidität

Die EDV-mäßige Realisierung des gewählten Modells (vgl. ausführlich dazu 6.) beinhaltet die Möglichkeit, die einzelnen Teilmodelle zur Erklärung des Stromverbrauchs zu modifizieren. Hierunter ist insbesondere die Möglichkeit zu subsumieren, verschiedene unabhängige Variablen zur Erklärung des Stromverbrauchs heranzuziehen. Dabei bestehen zwei grundsätzliche Alternativen:

- Verwendung der im theoretischen Modell abgeleiteten unabhängigen Variablen **(kausale Methode)**;
- Verwendung aller vorhandenen unabhängigen Variablen **(Best Fit)**.

Im folgenden wollen wir kurz klären, wie sich diese beiden grundsätzlichen Methoden zur Auswahl der unabhängigen Variablen auf die qualitativen Kriterien zur Beurteilung der Modellvalidität auswirken.

Im Hinblick auf die Erklärungskraft, gemessen anhand von R bzw. R^2, weist die Methode des Best Fit (natürlich) einige Vorteile auf. Durch die Aufnahme weiterer unabhängiger Variablen in das Erklärungsmodell zum Stromverbrauch steigen diese Werte, wenn auch u.U. nur marginal, fast zwangsläufig an. Die Übersicht 4.2-6 stellt die Bestimmtheitsmaße verschiedener Modelle, die zum einen nach der kausalen Methode (K) zum anderen nach dem Best-Fit-Verfahren (BF) aufgestellt wurden, gegenüber.

Kundengruppe		Anzahl der Basiswerte							
		48						36	
		Konfidenzniveau							
		90%		50%		0%		90%	
		Verfahren zur Variablenauswahl							
		Kausal	Best Fit	Kausal	Best Fit	Kausal	Best Fit	Kausal	Best Fit
Landesversorgung		.971	.984	.974	.988	.973	.988	.978	.991
Mittelbare		.951 +++	.971 +++	.957 +++	.978 +++	.957 +++	.978 ++	.953 +++	.985 +++
Betriebsverbrauch		.674 +++	.726 +++	.674 +++	.780 +	.676 +++	.784 n.s.	.395 o	.661 *
Tarifkunden		.977 +++	.983 +++	.977 +++	.988 +++	.977 +++	.988 +++	.978 +++	.988 +++
Gewerbe u.a.		.886 +++	.910 +++	.892 +++	.918 +++	.892 +++	.920 *	.921 +++	.965 +++
Öffentliche		.894 +++	.948 +++	.907 +++	.960 +++	.907 +++	.961 ++	.897 +++	.981 +++
Verkehr		.808 +++	.828 +++	.820 +++	.859 ++	.820 +++	.862 o	.799 +++	.913 +++
einzelne Industriebranchen	Bergbau	.616 +++	.848 +++	.625 +++	.885 ++	.627 ++	.885 *	.690 +++	.905 +++
	Eisenschaf.	.857 +++	.936 +++	.873 +++	.944 +++	.875 +++	.945 +	.843 +++	.947 +++
	NE-Metalle	.856 +++	.891 +++	.856 +++	.906 +++	.858 +++	.908 *	.755 +++	.848 +++
	Zement	.889 +++	.943 +++	.894 +++	.946 +++	.896 +++	.947 ++	.880 +++	.952 +++
	übrige S.u.E.	.909 +++	.936 +++	.914 +++	.957 +++	.915 +++	.958 +++	.918 +++	.976 +++
	Chemie	.844 +++	.874 +++	.854 +++	.893 +++	.855 +++	.897 *	.838 +++	.918 +++
	übrige G.u.P.	.787 +++	.860 +++	.797 +++	.885 +++	.799 +++	.889 *	.769 +++	.908 +++
	Eisenverarb.	.947 +++	.970 +++	.949 +++	.975 +++	.949 +++	.975 +++	.956 +++	.980 +++
	Maschinenbau	.937 +++	.972 +++	.941 +++	.975 +++	.941 +++	.975 +++	.948 +++	.975 +++
	KFZ-Industrie	.843 +++	.917 +++	.850 +++	.926 +++	.850 +++	.929 *	.877 +++	.958 +++
	übrige Invest.	.049 n.s.	.096 *	.114 n.s.	.371 n.s.	.132 n.s.	.393 n.s.	.097 n.s.	.416 o
	Textil	.702 +++	.838 +++	.712 +++	.856 +++	.714 +++	.860 n.s.	.671 +++	.890 +++
	Kunststoff	.888 +++	.920 +++	.900 +++	.939 +++	.901 +++	.940 *	.951 +++	.975 +++
	Verbrauchsg.	.570 +++	.672 +++	.588 +++	.708 +	.589 ++	.722 n.s.	.516 ++	.730 ++
	Nahrung u. G.	.893 +++	.908 +++	.898 +++	.923 +++	.899 +++	.923 +	.879 +++	.936 +++

Übersicht 4.2-6: Vergleich der Bestimmtheitsmaße und des Signifikanzniveaus bei unterschiedlichen Verfahren zur Variablenauswahl

Da die gegenüber der kausalen Methode zusätzlich in die Modelle aufgenommenen Variablen nur zu einer geringfügigen Verbesserung der Bestimmtheitsmaße führen, verschlechtern sich die F-Werte. Dieses bedeutet, daß die Validität der Modelle in sich bei der Methode des Best-Fit niedriger ist als bei der kausalen Methode zur Auswahl der Variablen.

Hinsichtlich einer eventuell vorhandenen Autokorrelation, gemessen anhand des DW-Wertes, können keine generellen Unterschiede zwischen den beiden Verfahren zur Variablenauswahl festgestellt werden.

Insgesamt ist die **kausale Methode** zu empfehlen, da hier zwar eine geringfügig schlechtere (quantitative) Erklärungskraft vorliegt, die Validität der Modelle in sich aber wesentlich höher ist.

(4) Die Auswirkungen des **Basiszeitraumes** auf die Modellvalidität und -stabilität

Bevor wir die **Stabilität der Modellvalidität im Zeitablauf** überprüfen, ist eine vorläufige Entscheidung hinsichtlich der einzelnen Parameter zur Aufstellung der Modelle zu treffen. Aufgrund der vorangegangenen Analysen werden wir im weiteren Erklärungsmodelle zum Stromverbrauch zugrundelegen, die

- einen Basiszeitraum von 48 Monaten verwenden,
- ein Konfidenzniveau von 90% aufweisen und
- deren Variablen nach der kausalen Methode ausgewählt werden.

In einem ersten Schritt wollen wir die Validität des Gesamtmodells in Abhängigkeit vom zugrundegelegten Basiszeitraum untersuchen. Dazu betrachten wir die Bestimmtheitsmaße und den DW-Wert für die gesamte Landesversorgung bei den verschiedenen Modellen (vgl. dazu Abb.4.2-10).

Aufgrund dieser Abbildung läßt sich die Schlußfolgerung ziehen, daß das verwendete Erklärungsmodell zum Stromverbrauch im Zeitablauf valide ist. Um präzisere Aussagen in diesem Zusammenhang abgeben zu können, wollen wir einige **ausgewählte Kundengruppen** genauer betrachten.

Um die Auswirkungen des Basiszeitraumes auf die Modellvalidität und -stabilität genauer zu analysieren, greifen wir uns die **Tarifkunden**, das **Gewerbe u.a.** sowie die **Eisen- und Stahlerzeugende Industrie** heraus. Mit dieser Selektion wird zum einen die wichtigste Kundengruppe, nämlich diejenige Gruppe mit dem größten Anteil an der gesamten Landesversorgung erfaßt: die Tarifkunden. Zum anderen spiegeln die ausgewählten Gruppen recht unterschiedliche Typen von Kundengruppen wider. Die Tarifkunden repräsentieren eine Kundengruppe mit relativ stabilen, überschaubaren Entwicklungen. Demgegenüber steht vor allem die Eisen- und Stahlerzeugende Industrie als Kundengruppe, die in den letzten Jahren durch Krisen und ständige Veränderungen gekennzeichnet war. Das Gewerbe repräsentiert schließlich eine äußerst inhomogene Kundengruppe, deren theoretisches Erklärungsmodell als relativ unbefriedigend eingestuft werden mußte (vgl. dazu auch 4.2.2.2). Aufgrund der Auswahl dieser drei Kundengruppen ist eine

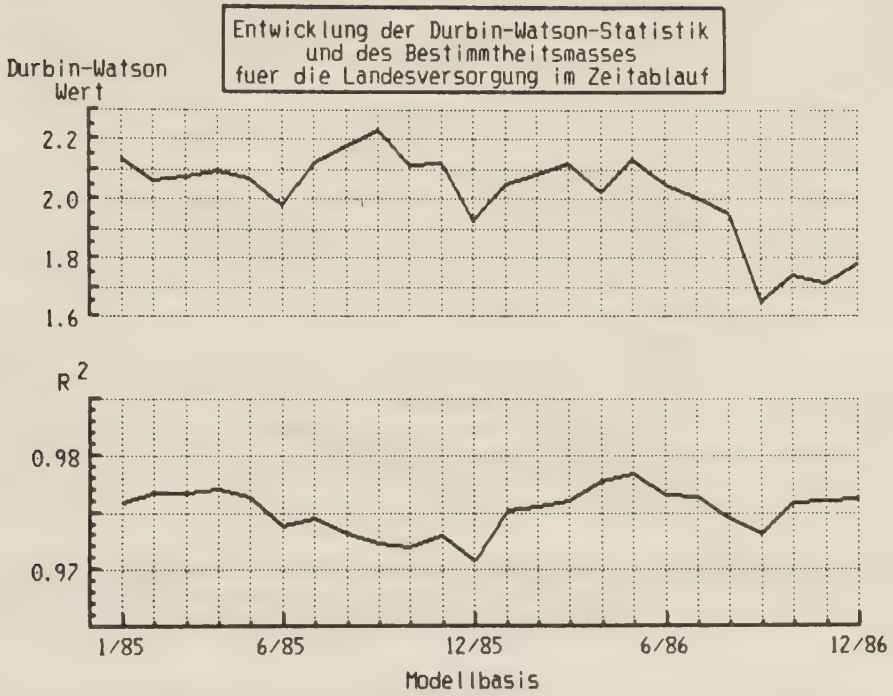


Abb.4.2-10: Bestimmtheitsmaß und Durbin-Watson-Statistik für die Landesversorgung auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1985 (KFN = 90%; BW = 48; MVA = K)

relativ repräsentative Stichprobe für alle im Modelle verankerten Kundengruppen gewährleistet.

Betrachten wir zunächst die quantitativen Kriterien zur Beurteilung der Modellvalidität für die drei ausgewählten Kundengruppen bei verschiedenen Basiszeiträumen (vgl. dazu Abb.4.2-11 bis 4.2-13), so sind die einzelnen Modelle hinsichtlich Validität und und Stabilität im Zeitablauf unterschiedlich zu bewerten:

- Bei den **Tarifkunden** treten (erwartungsgemäß) kaum Probleme auf. Die drei quantitativen Beurteilungskriterien verlaufen weitestgehend kontinuierlich[1].

[1] In diesem Zusammenhang fällt der nahezu kontinuierlich schrumpfende F-Wert auf. Diese Tendenz deutet auf einige Veränderungen im Stromverbrauch der Tarifkunden während der letzten Jahre hin. Vgl. dazu auch 7.2.

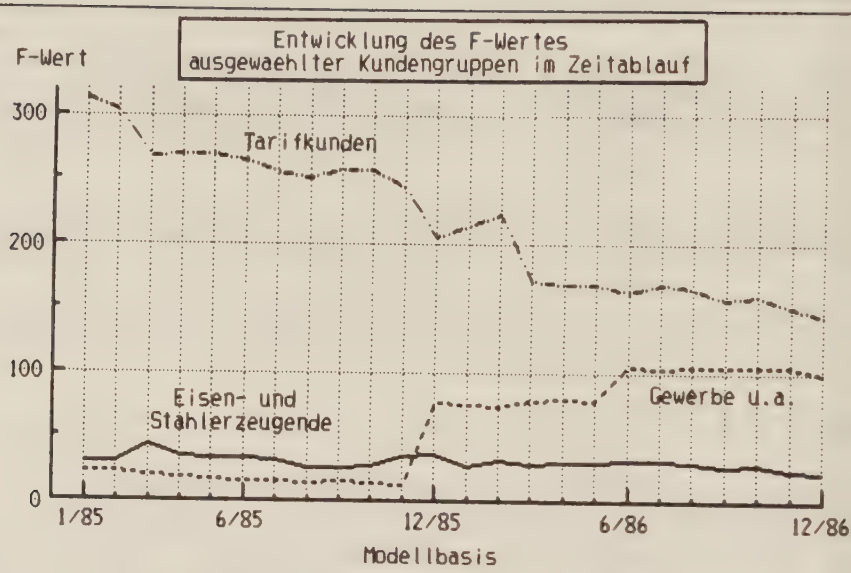


Abb.4.2-11: F-Werte für die Modelle der Tarifkunden, des Gewerbes u.a. und der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MVA = K)

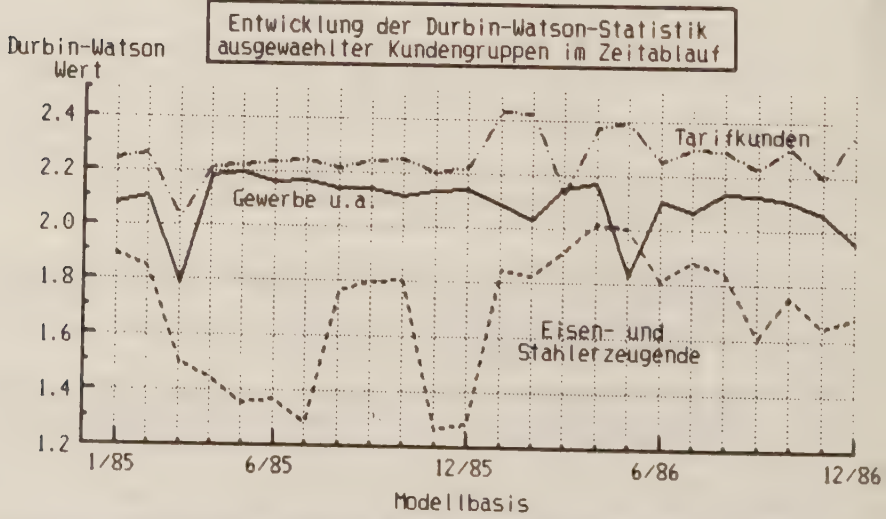


Abb.4.2-12: Durbin-Watson-Werte für die Modelle der Tarifkunden, des Gewerbes u.a. und der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MVA = K)

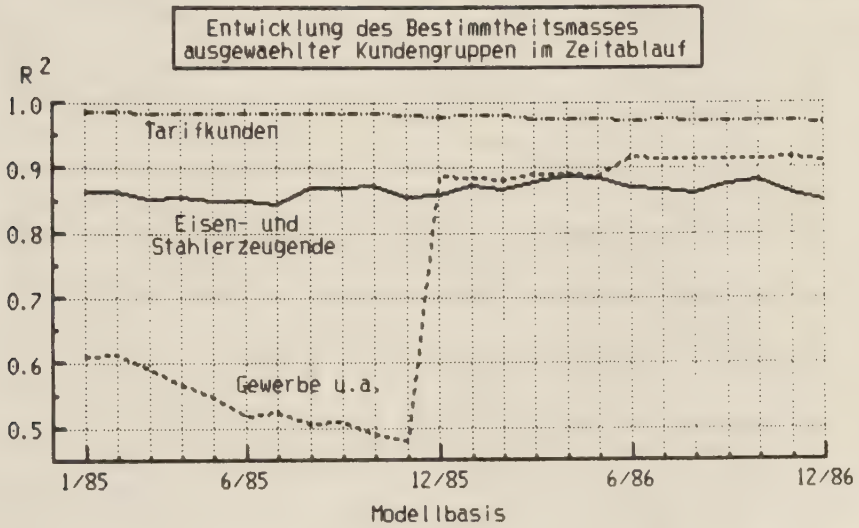


Abb.4.2-13: Bestimmtheitsmaße für die Modelle der Tarifkunden, des Gewerbes u.a. und der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MVA = K)

- Die Validität der Erklärungsmodelle zum Stromverbrauch des **Gewerbes** weist deutlich zwei Phasen auf, deren Schnittstelle im Dezember 1985 liegt. Vor diesem Zeitpunkt ist dieses Teilmodell relativ schlecht, was sich vor allem in den niedrigen Werten des Bestimmtheitsmaßes niederschlägt. Von Dezember 1985 an stiegen Bestimmtheitsmaß und F-Wert deutlich an. Die Ursache dieser Entwicklung ist in einem im Dezember 1985 auftretenden Sondereinfluß zu suchen. Im Dezember 1985 trat auf einer Großbaustelle ein einmaliger extrem hoher Zusatzverbrauch auf. Da die dadurch verursachte Schwankung des Stromverbrauchs sich einerseits sehr stark in den für die Berechnung der F-Werte und der Bestimmtheitsmaße benötigten Streuungen des Stromverbrauchs niederschlägt, andererseits durch einen entsprechend formulierten Sondereinfluß im vollen Umfang erklärt werden kann, ergibt sich ab diesem Zeitpunkt eine (rechnerisch) deutlich verbesserte Modellvalidität.
- Den diskontinuierlichsten Verlauf weisen die qualitativen Kriterien zur Beurteilung der Modellvalidität bei den Durbin-Watson-Werte bzgl. der **Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie** auf. Die Gründe für diesen Verlauf haben wir bereits an anderer Stelle genannt: durch das relativ hohe Konfidenzniveau von 90% fallen unabhängige Variablen, die sicherlich einen Einfluß auf den Stromverbrauch besitzen, der jedoch aufgrund der vorhandenen Daten empirisch weniger gesichert ist, aus dem Modell heraus.

Um die letzte Aussage weiter zu belegen, wollen wir die Modelle zur Erklärung des Stromverbrauchs der Eisen- und Stahlerzeugenden Indu-

Variable \ Modell	1/85	2/85	3/85	4/85	5/85	6/85	7/85	8/85	9/85	10/85	11/85	12/85
Absolutglied	100.45 (2.70)	28.02 (0.44)	163.16 (7.53)	140.51 (5.87)	136.36 (5.28)	139.82 (5.35)	150.32 (5.83)	17.62 (0.26)	1.94 (0.02)	2.89 (0.04)	148.20 (5.89)	150.91 (6.02)
Vormonats-verbrauch	0.15 (1.69)	0.15 (1.78)	–	–	–	–	–	.17 (1.94)	.19 (2.04)	.18 (2.02)	–	–
Heizgradtage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl der Arbeitstage	3.62 (3.47)	5.72 (3.28)	2.57 (2.73)	3.40 (3.46)	3.65 (3.54)	3.62 (3.63)	3.22 (3.19)	6.25 (3.46)	6.59 (3.62)	6.55 (3.57)	3.43 (3.57)	3.55 (3.72)
Anzahl Sams- und Sonntage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl aller Ferientage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl Sommer-ferientage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl der Feiertage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl Nicht-Werktage	–	3.31 (1.73)	–	–	–	–	–	3.41 (1.67)	3.91 (1.88)	3.88 (1.86)	–	–
Sonnenschein-dauer	1.59 (3.01)	1.57 (2.92)	0.99 (1.97)	1.35 (2.53)	1.55 (2.89)	1.51 (2.85)	1.65 (3.04)	2.11 (3.72)	2.21 (3.83)	2.21 (3.82)	1.52 (2.79)	1.51 (2.80)
Trend	0.69 (6.48)	0.62 (5.80)	0.71 (7.66)	0.75 (7.61)	0.72 (7.22)	0.70 (6.88)	0.66 (6.50)	0.53 (5.13)	0.53 (5.04)	0.53 (4.81)	0.64 (5.81)	0.60 (5.39)
Sondereinfluß X = 12.JJJJ	-21.06 (-3.78)	-25.83 (-4.26)	-18.24 (-3.48)	-16.44 (-3.08)	-17.09 (-3.14)	-17.01 (-3.14)	-17.68 (-3.17)	-24.77 (-3.92)	-25.64 (-4.00)	-25.57 (-3.99)	-16.05 (-2.90)	-13.59 (-2.19)
Index der INP - Gesamt	-0.40 (-1.68)	–	–	-0.47 (-1.68)	-0.49 (-1.92)	-0.49 (-1.90)	-0.49 (-1.84)	-0.58 (-2.28)	-0.62 (-2.44)	-0.63 (-2.57)	-0.68 (-2.68)	-0.70 (-2.79)
Index der INP Eisenschaffen.	1.56 (7.78)	1.37 (7.69)	1.54 (11.56)	1.70 (9.93)	1.68 (9.59)	1.68 (9.67)	1.66 (9.09)	1.51 (7.24)	1.48 (6.98)	1.48 (6.99)	1.69 (8.85)	1.76 (8.65)
Durbin-Watson Statistik	1.8856	1.8383	1.4958	1.4442	1.3520	1.3676	1.2834	1.7542	1.7885	1.8004	1.2595	1.2845

Übersicht 4.2-7: (Fortsetzung S.201)

Modell / Variable	1/86	2/86	3/86	4/86	5/86	6/86	7/86	8/86	9/86	10/86	11/86	12/86
Absolutglied	7.85 (0.11)	115.72 (3.03)	26.17 (0.38)	28.67 (0.42)	22.98 (0.34)	130.03 (3.04)	104.08 (2.52)	96.42 (2.40)	-16.41 (-0.24)	-53.54 (-0.84)	-56.83 (-0.85)	-52.46 (-0.79)
Vormonats-verbrauch	0.19 (2.19)	0.16 (1.81)	0.18 (2.12)	0.21 (2.43)	0.21 (2.44)	0.15 (1.71)	0.17 (1.98)	0.18 (2.05)	0.23 (2.64)	0.29 (3.51)	0.30 (3.47)	0.32 (3.69)
Heizgradtage	–	–	–	–	–	–	0.02 (2.71)	0.02 (2.69)	0.03 (3.57)	0.03 (4.21)	0.03 (4.01)	0.03 (4.06)
Anzahl der Arbeitstage	6.82 (3.52)	4.00 (4.00)	6.81 (3.76)	6.74 (3.81)	6.81 (3.84)	3.79 (3.80)	4.43 (4.41)	4.53 (4.48)	7.54 (4.14)	8.38 (4.95)	8.69 (4.49)	8.80 (5.05)
Anzahl Sams- und Sonntage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl aller Ferientage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl Sommer-ferientage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl der Feiertage	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Anzahl Nicht-Werktage	3.73 (1.68)	–	3.52 (1.75)	3.32 (1.70)	3.66 (1.88)	–	–	–	3.83 (1.99)	4.88 (2.71)	4.79 (2.57)	4.64 (2.50)
Sonnenschein-dauer	2.04 (3.33)	1.70 (2.96)	2.25 (3.69)	2.28 (3.84)	2.22 (3.79)	1.55 (2.86)	–	–	–	–	–	–
Trend	0.44 (3.80)	0.43 (3.68)	0.34 (2.77)	0.28 (2.13)	0.29 (2.14)	0.38 (2.74)	0.41 (3.06)	0.43 (3.48)	0.41 (3.42)	0.32 (2.82)	0.29 (2.51)	0.21 (1.94)
Sondereinfluß X = 12.JJJJ	-20.33 (-2.96)	-14.32 (-2.27)	-16.98 (-2.43)	-16.92 (-2.46)	-17.71 (-2.67)	-13.19 (-2.00)	-14.63 (-2.26)	-15.37 (-2.38)	-19.08 (-2.86)	-25.11 (-3.89)	-22.25 (-3.31)	-21.93 (-3.28)
Index der INP - Gesamt	-0.75 (-2.87)	-0.77 (-2.80)	-0.86 (-3.19)	-0.81 (-3.24)	-0.79 (-3.20)	-0.69 (-2.73)	-0.52 (-2.16)	-0.55 (-2.26)	-0.66 (-2.85)	-0.52 (-2.52)	-0.64 (-2.87)	-0.60 (-2.70)
Index der INP Eisenschaffen.	1.61 (6.86)	1.70 (6.74)	1.86 (6.50)	1.88 (6.74)	1.85 (6.82)	1.80 (6.22)	1.52 (5.51)	1.47 (5.42)	1.51 (5.83)	1.24 (4.91)	1.39 (5.23)	1.36 (5.12)
Durbin-Watson Statistik	1.8429	1.8185	1.9064	2.0084	2.0000	1.8029	1.8768	1.8380	1.6011	1.7513	1.6370	1.6751

Übersicht 4.2-7: Regressionsmodelle der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf Basis 1/1985 - 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MVA = K)

strie im Detail betrachten. Dazu stellen wir die Regressionskoeffizienten der Modelle von 1/1985 bis 12/1986 gegenüber (vgl. dazu Übersicht 4.2-7).

Zunächst bestätigt die Übersicht 4.2-7 die oben aufgestellte Hypothese: der Durbin-Watson-Wert sinkt immer unter einen Wert von 1.5, wenn der Vormonatsverbrauch im Modell nicht als erklärende Variable aufgenommen wird. Um diese im Zeitablauf bestehende Instabilität der Modelle zu verhindern, bestünde die Möglichkeit, die Modelle mit einem Konfidenzniveau von 0% aufzustellen, also keine stufenweise Regression mehr zu verwenden. Da sich gegen eine derartige Vorgehensweise jedoch einige theoretische Einwände geltend machen lassen - die Richtung des Einflusses einer Variablen mit geringem Konfidenzniveau ist nur noch mehr oder weniger zufällig bestimmt -, wollen wir, bevor diese Möglichkeit eventuell weiter verfolgt wird, zunächst die Auswirkungen und die Bedeutung dieser Modellinstabilität näher untersuchen.

Um den **Einfluß** dieser **Modellinstabilität auf die Prognose** des Stromverbrauchs zu verdeutlichen, wollen wir eine Prognose für die Eisen- und Stahlerzeugende Industrie für das Jahr 1986 auf der Basis der Modelle mit den letzten Ist-Werten von 1/1985 bis 12/1986 erstellen. Um andere, die Prognose beeinflussende Effekte möglichst auszuschalten, ist dabei jeweils eine Prognose für das Gesamtjahr 1986 basierend auf ein- und derselben Konjunkturprognose aufzustellen; zweckmäßigerweise verwenden wir hierzu die tatsächlichen Werte, so daß eine Ex-Post-Prognose für die Eisen- und Stahlerzeugende Industrie

Modell	Ist-Wert	Prognose		Fehler %
		echte	Ex-Post	
1/85	3346	3678	3371	0.75
2/85	3346	3682	3409	1.88
3/85	3346	3665	3416	2.09
4/85	3346	3653	3370	0.72
5/85	3346	3488	3364	0.54
6/85	3346	3490	3368	0.66
7/85	3346	3483	3360	0.42
8/85	3346	3471	3344	-0.06
9/85	3346	3464	3341	-0.15
10/85	3346	3465	3345	-0.03
11/85	3346	3462	3353	0.21
12/85	3346	3522	3345	-0.03

Modell	Ist-Wert	Prognose		Fehler %
		echte *	Ex-Post	
1/86	3346	3411	3318	-0.84
2/86	3346	3413	3319	-0.81
3/86	3346	3407	3297	-1.46
4/86	3346	3422	3297	-1.46
5/86	3346	3420	3306	-1.20
6/86	3346	3444	3344	-0.06
7/86	3346	3477	3372	0.78
8/86	3346	3488	3384	1.14
9/86	3346	3476	3369	0.69
10/86	3346	3454	3370	0.72
11/86	3346	3370	3350	0.12
12/86	3346	-	3339	-0.21

* ab 1.86 Prognose für das Restjahr

Übersicht 4.2-8: Prognose 1986 der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie auf der Basis der letzten Ist-Werte von 1/1985 bis 12/1986 (KFN = 90%; BW = 48; MVA = K)

erstellt wird. Die Ergebnisse dieser Ex-Post-Prognose sind in der Übersicht 4.2-8 wiedergegeben. Zum Vergleich wurden ferner die echten Prognosewerte, die Ist-Werte, d.h. der in 1986 tatsächlich eingetretene Stromverbrauch, sowie der prozentuale Fehler der Ex-Post-Prognosen im Vergleich zu den Ist-Werten in die Übersicht 4.2-8 aufgenommen.

Den Einfluß einer Modellinstabilität, verstanden als Änderung der im Modell belassenen Variablen, auf die Prognoseergebnisse können wir nun statistisch untersuchen. Dazu stellen wir folgende Nullhypothese H_o auf:

> Durch eine Modelländerung verändern sich die Prognose-Werte nicht signifikant verschieden von dem Fall, daß das Modell in seiner Struktur stabil bleibt.

Die Veränderung der Prognosewerte wird dabei zweckmäßigerweise durch die prozentuale Veränderung gegenüber dem Modell des Vormonats abgebildet. Damit benötigen wir folgende Arbeitstabelle:

Übergang von ... nach ...	Ändern sich die im Modell belassenen Variablen?	Prozentuale Veränderung Ex-Post-Prognose
1/1985 - 2/1985	ja	1.13
2/1985 - 3/1985	ja	0.21
3/1985 - 4/1985	ja	-1.35
4/1985 - 5/1985	nein	-0.18
5/1985 - 6/1985	ja	0.12
6/1985 - 7/1985	ja	-0.24
7/1985 - 8/1985	ja	-0.48
8/1985 - 9/1985	nein	-0.09
9/1985 - 10/1985	nein	0.12
10/1985 - 11/1985	ja	0.24
11/1985 - 12/1985	nein	-0.24
12/1985 - 1/1986	ja	-0.81
1/1986 - 2/1986	ja	0.03
2/1986 - 3/1986	ja	-0.66
3/1986 - 4/1986	nein	0
4/1986 - 5/1986	nein	0.27
5/1986 - 6/1986	ja	1.15
6/1986 - 7/1986	ja	0.84
7/1986 - 8/1986	nein	0.36
8/1986 - 9/1986	ja	-0.44
9/1986 - 10/1986	nein	0.03
10/1986 - 11/1986	nein	-0.59
11/1986 - 12/1986	nein	-0.33

Um unsere H_o-Hypothese zu bestätigen oder zu verwerfen, ist der Vergleich zweier Meßreihen als Testproblem zu lösen. Da die prozentuale Veränderung der Ex-Post-Prognosewerte im Vergleich zum Vormomat nicht normalverteilt ist[1], bietet sich zur Lösung des Testproblems der **Kolmogoroff-Smirnov-Test** für zwei unabhängige Stichproben (vgl.

[1] Dieses läßt sich mit Hilfe des Kolmogoroff-Smirnov-Testes für ein Signifikanzniveau von $\alpha = 1\%$ zeigen.

dazu z.B. SCHAICH 1977,S.233ff.) an. Dazu stellen wir folgende Arbeitstabelle auf:

X_{1j}	X_{2j}	$F_{13,1}(X)$	$F_{10,2}(X)$	$\lvert F_{13,1}(X) - F_{10,2}(X) \rvert$
-1.35		1/13		10/130
-0.81		2/13		20/130
-0.66		3/13		30/130
	-0.59		1/10	17/130
-0.48		4/13		27/130
-0.44		5/13		37/130
	-0.33		2/10	24/130
-0.24	-0.24	6/13	3/10	21/130
	-0.18		4/10	8/130
	-0.09		5/10	5/130
	0		6/10	8/130
0.03	0.03	7/13	7/10	21/130
0.12	0.12	8/13	8/10	24/130
0.21		9/13		14/130
0.24		10/13		4/130
	0.27		9/10	17/130
	0.36		1	30/130
0.84		11/13		20/130
1.13		12/13		10/130
1.15		1		0

Die maximale Abweichung zwischen den beiden (unabhängigen) empirischen Verteilungsfunktionen - $F_{13,1}(X)$ und $F_{10,2}(X)$ - beträgt absolut gesehen 37/130. Damit ist folgende Teststatistik aufzustellen:

$$K_{n_1/n_2} = K_{13/10} = \sqrt{\frac{13 \cdot 10}{13 + 10}} \cdot \max \lvert F_{13,1}(X) - F_{10,2}(X) \rvert$$

$$= \sqrt{\frac{130}{23}} \cdot \frac{37}{130} = 0.6767 .$$

Als kritischer Wert fungiert bei einem Signifikanzniveau von $\alpha = 5\%$ $K_{13/10;0.95} = 1.30$. Da

$$0.6767 < 1.30$$

gilt, können wir unsere H_o-Hypothese nicht verwerfen. D.h. der Mittelwert der prozentualen Veränderung der Ex-Post-Prognosewerte im Vergleich zum Vormonat ist für den Fall, daß sich die im Modell belassenen Variablen verändern, nicht signifikant verschieden von dem Mittelwert, der sich ergibt, wenn zwei aufeinanderfolgende Modelle die gleichen Variablen als Erklärungsgrößen aufweisen.

Aufgrund dieses Ergebnisses ist es u.E. nicht notwendig, weitere Untersuchungen zu einer Modellinstabilität in Form einer sich im Zeitablauf ändernden Variablenverwendung anzustellen. Da diese Instabilität keinen signifikanten Einfluß auf die Änderung der Prognosewerte besitzt, wird die Validität des Modells insgesamt durch derartige Variablenvariationen nicht negativ berührt.

Zusammenfassend muß das gewählte (erweiterte) Erklärungsmodell zum Stromverbrauch damit als **valide** und **stabil** bezeichnet werden. Dieses ist eine unabdingbare Voraussetzung dafür, daß es als Prognosemodell eingesetzt werden kann. Um das Erklärungsmodell für eine Prognose nutzen zu können, ist jedoch zunächst zu klären, ob die Grundannahmen des verwendeten Modellansatzes nicht verletzt werden und darüber hinaus sind ggf. jedoch noch weitere Modifikationen am Modell vorzunehmen.

4.2.6 Die Überprüfung des Annahmesystems des Regressionsansatzes

Bei der Anwendung eines Regressionsmodells zur Lösung praktischer Probleme liegen i.d.R. nie die idealtypischen Verhältnisse vor, die dem theoretischen Modell zugrundeliegen (vgl. z.B. SCHEER 1983, S.145). Die (teilweise) Verletzung von Modellannahmen kann daher nicht zwangsläufig die Anwendung eines (klassischen) Regressionsmodells verbieten. Um jedoch die Aussagekraft und Konsistenz der Modellergebnisse beurteilen zu können, ist das dem Regressionsansatz inhärente Annahmesystem zu überprüfen.

Im einzelnen gilt es, folgende **Basisannahmen** zu prüfen (vg. dazu z.B. THEIL 1971,S.106ff.; SCHAICH 1977,S.263ff.; STÖWE 1977, S.180ff.; WONNACOTT/WONNACOTT 1981,S.25ff.; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT/ MCGEE 1983,S.274ff.; LEVENBACH/CLEARY 1984,S.200ff.; u.a.m.):

- **Linearität,**
- **Homoskedastizität,**
- **Nichtautokorrelation,**
- **fehlende Multikollinearität** und
- **Normalverteilung** der **Residuen.**

(1) **Linearität**

Die Prüfung, ob im vorliegenden Fall die im Modell verankerten linearen Beziehungen zwischen den **unabhängigen Variablen** und der **abhängigen Variable** realistisch und nicht logarithmischer Natur o.ä. sind, erfolgt auf **graphischer Basis** (vgl. dazu z.B. LEVENBACH/CLEARY 1984,S.200ff.). Dazu werden in einem ersten Schritt die Residuen der Regressionsmodelle in Abhängigkeit von der Zeit dargestellt. Exemplarisch wird dieses in der Abb.4.2-14 für die Kundengruppe der öffentlichen Einrichtungen durchgeführt.

Da die Werte offensichtlich um den Wert Null zufällig streuen, insbesondere keinen Trend oder anderen funktionalen Zusammenhang zur Zeit erkennen lassen, ist die **Annahme der Linearität** für dieses Modell **zu bestätigen**[1].

Einen genaueren Einblick in die Adäquanz des gewählten, also hier eines linearen Zusammenhanges zwischen **einer unabhängigen und der abhängigen Variablen** erhält man durch die Analyse der partiellen Residuen, die in Abhängigkeit von der zu untersuchenden unabhängigen Variablen dargestellt werden. Dieses ist wiederum exemplarisch für

[1] Auf die Darstellung der übrigen 20 Kundengruppen soll verzichtet werden. Generell läßt sich als Ergebnis die Annahme der Linearität jedoch aufrechterhalten.

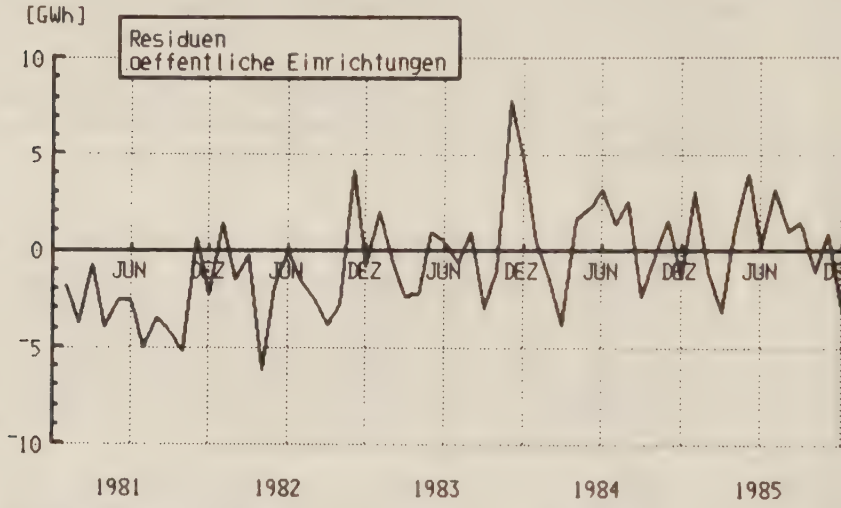


Abb.4.2-14: Residuen des Regressionsmodells für den Stromverbrauch der öffentlichen Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)

das o.g. Modell und die dort verwendeten unabhängigen Variablen durchgeführt worden (vgl. dazu Abb.4.2-15 bis 4.2-18).

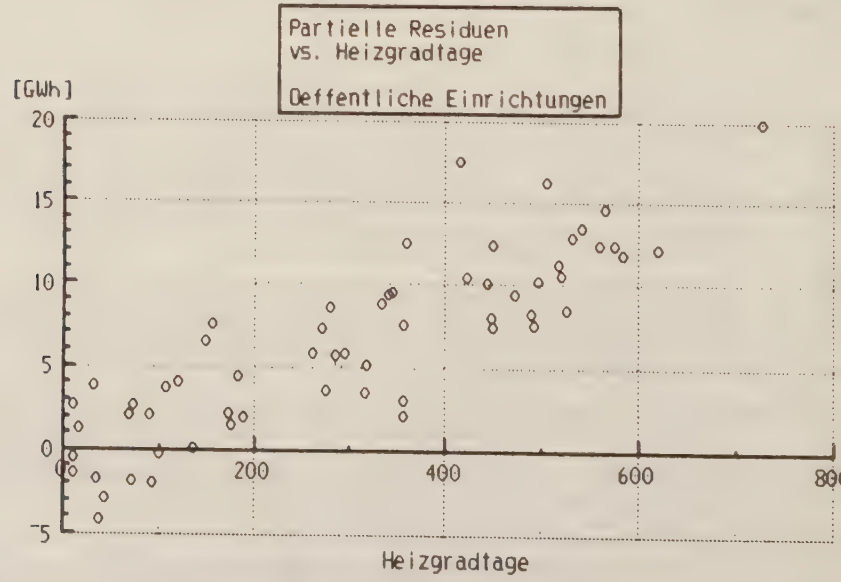


Abb.4.2-15: Partielle Residuen vs. Heizgradtage - öffentliche Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)

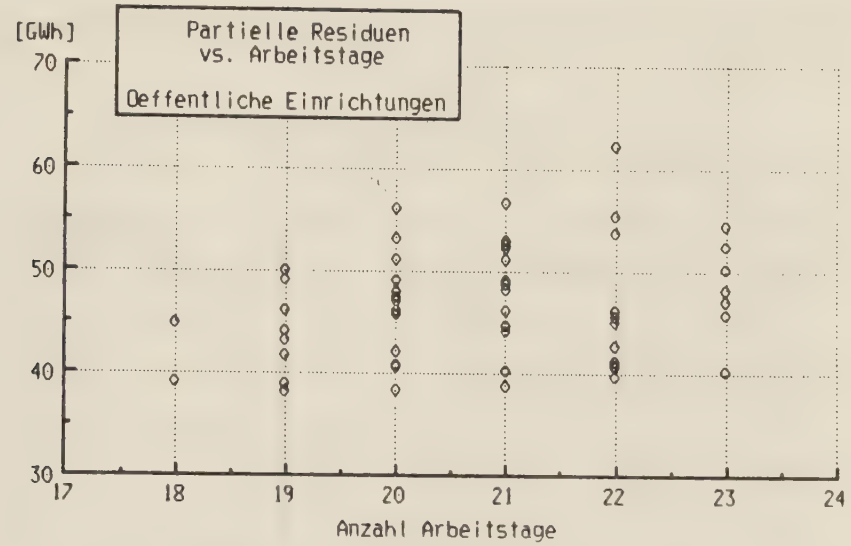


Abb.4.2-16: Partielle Residuen vs. Anzahl der Arbeitstage - öffentliche Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)

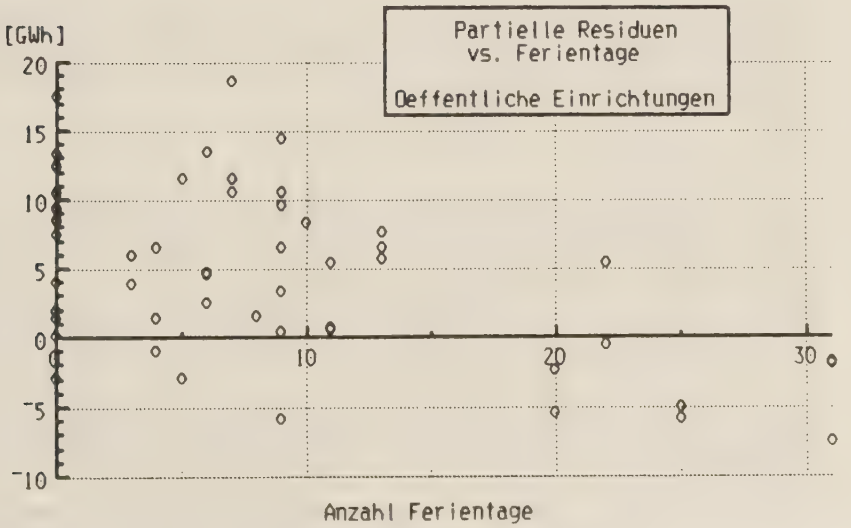


Abb.4.2-17: Partielle Residuen vs. Anzahl der Ferientage - öffentliche Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)

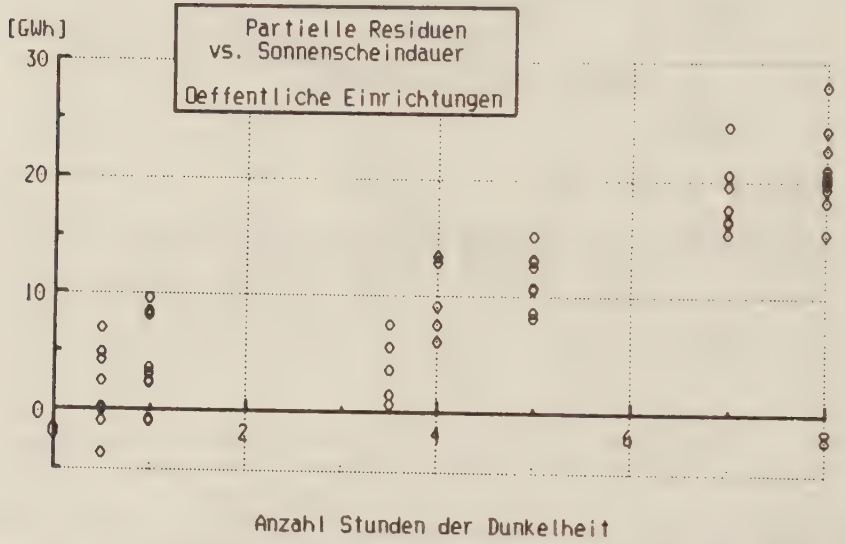


Abb.4.2-18: Partielle Residuen vs. Sonnenscheindauer - öffentliche Einrichtungen (KFN = 90%; LW = 12/85; BW = 48; MVA = K)

Die Abbildungen implizieren eine weitestgehende Adäquanz linearer Zusammenhänge, auch wenn insbesondere bzgl. der Anzahl der Ferientage eine nichtlineare Beziehung u.U. zu einer besseren Annäherung an die Ergebnisse führen könnte. **Insgesamt wird die Annahme der Linearität nicht** in dem Maße **verletzt**, als daß die Verwendung linearer Beziehungen abgelehnt werden müßte.

(2) **Homoskedastizität**

Die Prämisse der **Homoskedastizität** beinhaltet die Forderung, daß alle Störvariablen dieselbe Varianz aufweisen (vgl. z.B. SCHAICH 1977,S.263). Zur Überprüfung dieser Prämisse bedienen wir uns des **Goldfeld-Quandt-Testes** (vgl. dazu GOLDFELD/QUANDT 1965,S.539ff.; THEIL 1971,S.196ff.; LEVENBACH/CLEARY 1984,S.346f.). Dazu werden zwei separate, auf verschiedenen Zeiträumen basierende Regressionen für alle Kundengruppen durchgeführt. Aufgrund des vorhandenen Datenmaterials wählen wir den Zeitraum 1979 bis 1986 für die beiden Regressionen; d.h., es werden jeweils 48 Monatswerte als Basis einer Regressionsanalyse verwendet. Zur Durchführung des Goldfeld-Quandt-Testes sind dann die Quadratsummen der Residuen bei jeder Regression zu bilden.

Unter der Annahme, daß die Residuen normalverteilt und unkorreliert sind (vgl. dazu Punkt (3) und (5)), ist das Verhältnis der größeren Quadratsumme der Residuen (σ^2_g) zu der kleineren Quadratsumme der Residuen (σ^2_k) F-verteilt (vgl. z.B. LEVENBACH/CLEARY 1984,S.346). Die Anzahl der Freiheitsgrade beträgt jeweils (n-d-2k)/2, wobei n die Anzahl der Beobachtungswerte (hier 98), d eventuell ausgeschlossene Beobachtungswerte in der Mitte des betrachteten Zeitraums (hier

0) und k die Anzahl der im jeweiligen Regressionsmodell verwendeten unabhängigen Variablen bezeichnet (vgl. dazu die Werte in Übersicht 4.2-9).

Kundengruppe		k	Quadratsumme der Residuen		$\frac{\sigma_g^2}{\sigma_k^2}$
			1/79-12/82	1/83-12/86	
Landesversorgung*		-	40 440.41	**54 317.81**	1.34
Mittelbare Versorgung		7	3 752.96	**10 005.15**	2.67
Betriebsverbrauch		3	**10.53**	6.49	1.62
Tarifkunden		8	15 408.21	**27 808.70**	1.80
Gewerbe u.a.		5	57.09	**105.84**	1.85
Öffentliche Einricht.		6	134.51	**375.79**	2.79
Verkehr		4	176.76	**212.69**	1.20
einzelne Industriebranchen	Bergbau	4	141.72	**151.75**	1.07
	Eisen- u. Stahlerz.	9	**2 809.24**	2 438.84	1.15
	NE-Metallerzeugung	5	**388.53**	153.37	2.53
	Zement	4	822.45	**891.80**	1.08
	übrige Steine u. E.	6	**46.46**	27.35	1.70
	Chemie	5	7 940.17	**9 269.85**	1.17
	übrige GuP	6	**380.71**	361.35	1.05
	Eisen- u. Stahlver.	7	**89.53**	82.87	1.08
	Maschinenbau	7	37.50	**55.42**	1.48
	KFZ-Industrie	6	90.12	**90.87**	1.01
	übrige Investitions.	3	**20.21**	18.70	1.08
	Textilindustrie	4	**308.63**	213.75	1.44
	Kunststoffindustrie	7	**43.95**	32.92	1.34
	übrige Verbrauchs.	5	**133.53**	76.36	1.75
	Nahrung u. Genuß.	5	**34.98**	34.02	1.03

* Bei dieser "Kundengruppe" handelt es sich um kein eigenständiges Modell.

Übersicht 4.2-9: Arbeitstabelle zum Goldfeld-Quandt-Test[1]

Die H_o-Hypothese lautet, daß keine signifikante Differenz zwischen den beiden Quadratsummen besteht. Wenn die berechnete F-Statistik größer als der theoretische Wert ist, muß die H_o-Hypothese verworfen

[1] Die **fettgedruckten** Quadratsummen geben diejenige Regression an, bei der die Varianz der Residuen größer ist; hiermit wird somit σ^2_g gekennzeichnet, während die normalgedruckten Quadratsummen die kleinere Quadratsumme σ^2_k kennzeichnen.

werden und es liegt Heteroskedastizität vor. Der theoretische Wert für $F_{40,40,0.99}$ beträgt 2.114 (vgl. dazu z.B. HARTUNG 1985,S.900)[1].

Vergleichen wir diesen theoretischen Wert mit den in der Übersicht 4.2-9 wiedergegebenen empirischen Werten, so ist die H_o-Hypothese mit einem Konfidenzniveau von $\alpha = 99\%$ für drei Modelle - mittelbare Versorgung, öffentliche Einrichtungen, NE-Metallindustrie - zu verwerfen. Für die Mehrzahl der Kundengruppen (18 von 21) und der insgesamt zu erklärenden Größe, der Landesversorgung, kann dagegen die Annahme der Homoskedastizität als bestätigt angesehen werden, so daß **insgesamt** diese Modellannahme die Anwendung einer (multiplen) Regressionsanaylse im vorliegenden Fall nicht gefährdet.

(3) Nichtautokorrelation

Die Prämisse einer fehlenden Autokorrelation verlangt, daß die Residuen paarweise voneinander unkorreliert sind, d.h. unabhängig voneinander sind. Zur Überprüfung diese Annahme hat sich die **Durbin-Watson-Statistik** durchgesetzt, auch wenn es sich hierbei um eine Testgröße handelt, welche nur die Abhängigkeiten 1.Ordnung zwischen den Residuen erfaßt.

Im Rahmen der in 4.2.3 und 4.2.5 angestellten Untersuchungen zur Modellvalidität haben wir bereits die Modellannahme einer Nichtautokorrelation eingehend geprüft. Insofern kann auf diese Ausführungen verwiesen werden und eine **weitgehende Nichtautokorrelation** zwischen den Residuen als Ergebnis festgehalten werden.

In Ergänzung zu diesen Untersuchungen ist jedoch darauf hinzuweisen, daß in autoregressiven Modellen die Durbin-Watson-Statistik streng genommen nicht angewendet werden darf (vgl. dazu z.B. STÖWE 1977, S.307); in diesen Fällen kann z.B. die **Durbin-h-Statistik** herangezogen werden (vgl. z.B. LEVENBACH/CLEARY 1984,S.224):

$$h = (1 - 0.5 \times DW) \cdot \sqrt{\frac{n}{1 - n \cdot V(b_1)}}$$

mit: h = Durbin-h-Statistik
DW = Durbin-Watson-Statistik
n = Anzahl der Beobachtungswerte
$V(b_1)$ = geschätzte Varianz von b_1 (Koeffizient der verzögerten Variablen y_{t-1}).

In der Übersicht 4.2-10 ist die Durbin-h-Statistik für die Modelle auf Basis 12/1985, die über eine autoregressive Komponente verfügen, berechnet worden und den Werten der Durbin-Watson-Statistik gegenübergestellt.

---

[1] Hierbei handelt es sich um einen Näherungswert, da die Anzahl der Freiheitsgrade bei den einzelnen Kundengruppen zwischen 39 und 45 variiert.

Kundengruppe	DW	Durbin-h-Statistik		
		n	$V(b_1)$	h
Betriebsverbrauch	1.6690	48	0.0160	2.3905
Verkehr	1.7505	48	0.0172	2.0832
NE-Metallindustrie	1.9630	48	0.0129	0.2081
Übrige Steine u. Erden	1.9820	48	0.0032	0.0678
Chemische Industrie	2.2590	48	0.0125	-1.4181
Sonstige GuP	1.6312	48	0.0170	2.9894
Textilindustrie	1.7879	48	0.0093	0.9893

Übersicht 4.2-10: Gegenüberstellung von Durbin-Watson-Statistik und Durbin-h-Statistik für die autoregressiven Modelle auf Basis 12/1985

Die Durbin-h-Statistik führt bei einem Konfidenzniveau von $\alpha = 95\%$ zu einer Ablehnung der H_o-Hypothese, daß keine Autokorrelation zwischen den Residuen besteht, wenn h größer als 1.645 ist (vgl. z.B. LEVENBACH/CLEARY 1984,S.224). Danach weisen die Modelle für den Betriebsverbrauch, den Verkehr und das sonstige Grundstoff- und Produktionsgüterproduzierende Gewerbe Autokorrelation auf, während die Durbin-Watson-Statistik die Annahme der Nichtautokorrelation auch für diese Kundengruppen noch stützte.

Insgesamt kann dennoch die **Annahme der Nichtautokorrelation als bestätigt** angesehen werden, da die Mehrzahl der Modelle und die insgesamt zu erklärende Größe (Landesversorgung) unkritische Werte aufweisen; ferner liegen die Werte der Durbin-h-Statistik, die zu einer Ablehnung dieser Modellannahme führen könnten, nur geringfügig über dem Grenzwert.

(4) Multikollinearität

Diese Annahme setzt voraus, daß zwischen zwei oder mehreren unabhängigen Variablen **kein exakter linearer Zusammenhang** besteht (vgl. STÖWE 1977,S.223). Beispielsweise verwenden wir im Modell die Anzahl der Sams- und Sonntage (AS), die Anzahl der Feiertage (AF) und die Anzahl der Nicht-Werktage (ANW) als unabhängige Variablen. Da sich die Anzahl der Nicht-Werktage als Linearkombination aus der Anzahl der Sams- und Sonntage sowie der Feiertage ergibt:

$$ANW = AS + AF \quad ,$$

liegt Multikollinearität vor.

Damit die Modellannahme in diesem Zusammenhang nicht verletzt wird, muß sichergestellt werden, daß in einem Regressionsmodell entweder nur AS und AF oder nur ANW als unabhängige Variablen einfließen. Dieses muß in der späteren EDV-mäßigen Umsetzung des Modells berücksichtigt werden.

Die Annahme fehlender Multikollinearität ist streng genommen nur bei exakten linearen Zusammenhängen verletzt. Aber auch **hohe gegenseitige Abhängigkeiten** zwischen zwei oder mehreren unabhängigen Variablen führen zu erheblichen Problemen bei der Anwendung einer multiplen Regressionsanalyse (vgl. z.B. SCHNEEWEISS 1978, S.136). Einen Einblick in das Vorhandensein hoher gegenseitiger Abhängigkeiten erhält man durch die Kovarianzmatrix (vgl. HOCHSTÄDTER/UEBE 1970,S.153) bzw. die Korrelationsmatrix (vgl. z.B. MONTGOMERY/PECK 1982, S.297ff.)[1]. Die Übersicht 4.2-11 gibt die zwischen den im Modell verwendbaren unabhängigen Variablen bestehenden Korrelationen (Bravais-Pearson) wieder. Bei der Interpretation der Werte sollte denjenigen Beziehungen erhöhte Aufmerksamkeit gewidmet werden, zwischen denen eine Korrelation von 0.8 oder mehr existiert (vgl. z.B. LEVENBACH/CLEARY 1984,S.350). Dieses ist der Fall für folgende Variablenpaare:

- Heizgradtage und Sonnenscheindauer (.88);
- Anzahl der Arbeitstage und Anzahl der Nicht-Werktage (-.82);
- Anzahle der Ferientage (alle Ferien) und Anzahl der Sommerferientage (.82); dieses Variablenpaar wird im Modell derart verankert, daß in einem Regressionsmodell nur die jeweils signifikantere Einflußgröße berücksichtigt wird;
- ferner bestehen eine Reihe hoher Korrelationen zwischen verschiedenen Indizes zur industriellen Nettoproduktion[2] - diese werden dadurch ausgegrenzt, daß in jedem Regressionsmodell jeweils nur ein Index zur industriellen Nettoproduktion als unabhängige Variable verwendet wird[3].

Damit können in den verschiedenen Regressionsmodellen höchstens die ersten beiden, teilweise multikollinearen Beziehungen auftreten. Da zwischen diesen beiden Variablenpaaren kein vollständiger Zusammenhang besteht und die jeweiligen Einzelvariablen (theoretisch) einen sehr verschiedenen Einfluß auf den Stromverbrauch ausüben[4], sollten u.E. alle Variablen im Modell belassen werden[5]. Bei der Interpreta-

---

[1] Zu exakten Testverfahren auf Multikollinearität vgl. z.B. HOCHSTÄDTER/UEBE 1970,S.154ff.

[2] Die Korrelationskoeffizienten dieser Indizes sind in der Übersicht 4.2-10 eingekreist.

[3] Eine Ausnahme bildet die Eisen- und Stahlerzeugende Industrie, bei der der Index der Gesamtindustrie und der Index der Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie als unabhängige Variablen Berücksichtigung finden. Die zwischen diesen beiden Reihen bestehende Korrelation von .60 (vgl. Übersicht 4.2-10) zeigt, daß die beiden Reihen in erheblichem Umfang verschiedene Sachverhalte abbilden.

[4] Vgl. dazu auch 4.2.2.1 und 4.2.2.2 .

[5] Zum Problem der Selektion von multikollinearen Regressoren vgl. insbesondere REINDL-KEIM 1984.

Determinanten des Stromverbrauchs	Heizgradtage	Arbeitstag	Sams- und Sonntage	Alle Ferien	Sommerferien	Feiertage	Nicht-Werktage	Sonnenscheindauer	Index der industriellen Nettoproduktion: Gesamt	Bergbau	Grundstoffindus.	Eisenschaffende	NE-Metalle	Steine u. Erden	Chemische	Investitionsg.	Stahlverformung	Verbrauchsguter	Textilindustrie	Kunststoffverar.	Nahrung u. Genuß	Trend
Heizgradtage	1.00	-.27	-.08	-.34	-.59	.20	.16	.88	.20	.75	-.09	.10	.07	-.77	.13	.26	.22	.22	-.63	.01	.04	.02
Arbeitstag	.00	1.00	-.12	.40	.41	-.66	.82	-.16	.14	.12	.24	.03	.34	.27	.14	.01	.19	.28	.02	.19	.36	.05
Sams- und Sonntage	.00	.00	1.00	.12	.19	-.48	.35	.00	-.07	-.07	.08	.04	-.12	.03	-.08	-.06	-.03	-.06	-.09	-.05	-.03	.12
Alle Ferien	.00	.00	.00	1.00	.83	-.24	-.17	-.34	-.30	-.22	-.16	-.21	-.16	-.12	-.09	-.29	-.30	-.39	-.50	-.22	-.14	.00
Sommerferien	.00	.00	.00	.00	1.00	-.39	-.28	-.55	-.39	-.39	-.17	-.21	-.17	-.25	-.13	-.40	-.35	-.44	-.60	-.20	-.11	.03
Feiertage	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.73	.04	-.08	-.04	-.15	-.13	-.23	-.10	-.09	-.04	-.25	-.28	-.08	-.15	-.24	.01
Nicht-Werktage	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.04	-.14	-.09	-.22	-.12	-.35	-.14	-.16	-.01	-.30	-.35	-.16	-.21	-.28	.10
Sonnenscheindauer	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	-.22	-.77	-.21	-.11	-.04	-.69	-.04	-.30	-.08	-.24	-.36	-.07	-.09	.00
Index der industriellen Nettoproduktion: Gesamt	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.27	.78	.60	.73	.27	.67	.96	.68	.87	.78	.83	.78	.48
Bergbau	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.06	.02	.07	.53	.02	.27	.29	.30	.40	.01	.21	.23
Grundstoffindus.	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.81	.92	.47	.88	.59	.78	.79	.69	.92	.62	.45
Eisenschaffende	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.71	.12	.74	.47	.85	.60	.61	.68	.36	.34
NE-Metalle	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.27	.91	.54	.73	.78	.69	.89	.59	.50
Steine u. Erden	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.13	.15	.07	.29	.05	.36	.45	.00
Chemische	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.53	.66	.63	.59	.89	.45	.67
Investitionsg.	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.53	.73	.66	.69	.67	.50
Stahlverformung	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.77	.79	.71	.45	.16
Verbrauchsguter	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.91	.81	.72	.23
Textilindustrie	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.70	.51	.14
Kunststoffverar.	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.70	.65
Nahrung u. Genuß	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00	.34
Trend	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	.00	1.00

Übersicht 4.2-11: Korrelationsmatrix (Bravais-Pearson) der unabhängigen Variablen

Kundengruppe		$\bar{X}$	σ^2	Klassengrenzen		b_i			T
				$W_{0.33}$	$W_{0.66}$	1	2	3	
Landesversorgung*		4.836	33.642	-9.63	19.30	19	11	18	2.375
Mittelbare Versorgung		1.973	14.453	-4.24	8.19	16	12	20	2
Betriebsverbrauch		1.5E-15	0.372	-0.16	0.16	6	38	4	45.5
Tarifkunden		0.673	24.314	-9.78	11.13	13	19	16	1.125
Gewerbe u.a.		0.230	1.483	-0.41	0.87	16	18	14	0.5
Öffentliche Einricht.		0.619	2.758	-0.57	1.80	15	17	16	0.125
Verkehr		0.321	2.102	-0.58	1.22	16	13	19	1.125
einzelne Industriebranchen	Bergbau	0.023	1.797	-0.75	0.80	15	15	18	0.375
	Eisen- u. Stahlerz.	0.364	7.194	-0.75	0.80	13	17	18	0.875
	NE-Metallerzeugung	0.072	1.805	-0.70	0.85	14	15	19	0.875
	Zement	0.068	4.355	-1.80	1.94	17	15	16	0.125
	übrige Steine u. E.	0.016	0.763	-0.31	0.34	17	16	15	0.125
	Chemie	0.138	14.043	-5.90	6.18	15	17	16	0.125
	übrige GuP	0.041	2.773	-1.15	1.23	16	15	17	0.125
	Eisen- u. Stahlver.	0.071	1.326	-0.50	0.64	15	16	17	0.125
	Maschinenbau	0.031	1.086	-0.44	0.50	16	17	15	0.125
	KFZ-Industrie	0.035	1.39	-0.56	0.63	13	21	14	2.375
	übrige Investitions.	0.059	0.631	-0.27	0.28	18	15	15	0.375
	Textilindustrie	0.036	2.132	-0.88	0.95	16	17	15	0.125
	Kunststoffindustrie	0.036	0.836	-0.32	0.40	17	16	15	0.125
	übrige Verbrauchs.	0.043	1.274	-0.50	0.59	18	16	14	0.5
	Nahrung u. Genuß.	0.040	0.850	-0.33	0.41	17	15	16	0.125

* Bei dieser "Kundengruppe" handelt es sich um kein eigenständiges Modell.

dabei bedeutet:
- $\bar{X}$ = Arithmetisches Mittel der Residuen
- σ^2 = Streuung der Residuen
- $W_{0.33}$ = 1. Tertil bei einer Normalverteilung mit den ersten beiden Momenten (X,σ)
- $W_{0.66}$ = 2. Tertil bei einer Normalverteilung mit den ersten beiden Momenten (X,σ)
- b_i = Anzahl der beobachteten Residuen im i-ten Drittel

Übersicht 4.2-12: X^2-Anpassungstest auf Normalverteilung für die Residuen der Regressionsmodelle (KFN = 90%; LW = 12/86; BW = 48; MVA = K)

tion der Ergebnisse, insbesondere denjenigen der Abweichungsanalyse, ist den bestehenden hohen Korrelationen zwischen diesen beiden Variablen ggf. Rechnung zu tragen.

Da zwischen den übrigen Variablen i.d.R. eher geringe Korrelationen bestehen, ist **insgesamt** die Prämisse einer **fehlenden Multikollinearität aufrechtzuerhalten.**

(5) **Normalverteilung** der **Residuen**

Für einige Anwendungen der Regressionsanalyse, wie z.B. der Modellreduktion, wird eine Normalverteilung der Regressionskoeffizienten unterstellt. Diese ist gegeben, wenn die Residuen normalverteilt sind (vgl. z.B. HARTUNG 1985,S.577). Zur Überprüfung dieser Annahme bedienen wir uns des **Chi-Quadrat-Anpassungstestes** (vgl. dazu z.B. SCHAICH 1977,S.221ff.; HARTUNG 1985,S.182ff.). Die wichtigsten Größen, die zur Durchführung des Testes benötigt werden, sind in der Übersicht 4.2-12 für die 21 im Modell verankerten Kundengruppen sowie für die gesamte Landesversorgung zusammengefaßt.

Wählen wir ein Konfidenzniveau von 95%, so sind die in der Übersicht 4.2-12 ausgewiesenen Testgrößen (T) mit $X^2_{3,1,0.95}$ (=5.991) zu vergleichen. Danach kann die H_0-Hypothese einer Normalverteilung lediglich für den Betriebsverbrauch verworfen werden; in allen anderen Fällen liegt die Testgröße deutlich unterhalb des Vergleichswertes.

Insgesamt werden damit die zentralen Annahmen des Regressionsansatzes recht gut erfüllt, zumindest in dem Umfang, daß die **Verwendung eines Regressionsmodells nicht** vollständig **abgelehnt werden muß.**

4.2.7 Das verwendete Prognosemodell

Die im vorherigen Kapitel durchgeführten (empirischen) Tests haben gezeigt, daß das von uns aufgestellte Modell eine relativ **hohe Erklärungskraft** besitzt. Damit ist jedoch nur wenig darüber ausgesagt, ob und ggf. inwieweit sich das **Modell zur Aufstellung einer Prognose eignet.** An dieser Stelle setzt auch ein Hauptkritikpunkt an den meisten Erklärungsmodellen zum Stromverbrauch an. Ein Großteil dieser Modelle wird lediglich auf der Grundlage von Vergangenheitsdaten erstellt und ohne weitere Diskussion auf die Zukunft transferiert (Strukturidentitätsthese). Wir sind dagegen der Meinung, daß dieser Schritt explizit diskutiert werden muß. Insbesondere unter dem Aspekt zunehmender **Diskontinuitäten** ist sehr stark in Frage zu stellen, ob ein Modell, das den Stromverbrauch in der Vergangenheit gut erklärt hat, auch zur Prognose eingesetzt werden kann, ohne daß es revidiert und modifiziert werden muß[1].

Im folgenden wollen wir deshalb das von uns in den vorausgegangenen Kapiteln vorgestellte Erklärungsmodell zum Stromverbrauch verstärkt unter dem Gesichtspunkt erörtern, inwieweit sich die in der **Vergan-**

[1] Zur Diskussion um die Strukturidentitätsthese aus wissenschaftstheoretischer Sicht vgl. z.B. SCHMIDT 1971,S.83ff.; URBAN 1973,S.13ff.; STEGMÜLLER 1974,S.153ff.; LAUMANN 1980,S.122ff.

genheit beobachteten Zusammenhänge auf **die Zukunft übertragen** lassen.

Dabei stellt sich zunächst die Frage, ob es **in Zukunft** ausreicht, den **Stromverbrauch mit Hilfe** der in Kapitel 4.2.2.1 **abgeleiteten Determinanten zu erklären** bzw. ob die genannten Determinaten auch den zukünftigen Stromverbrauch beeinflussen. Da es sich bei den im Erklärungsmodell enthaltenen Zusammenhängen zum großen Teil quasi um Naturgesetzlichkeiten handelt, ist diese Frage grundsätzlich zu bejahen. So wird beispielsweise auch in Zukunft vor allem deshalb geheizt werden, weil es draußen kalt ist.

Fraglich ist jedoch, ob der unterstellte Zusammenhang zwischen der **industriellen Nettoproduktion und dem Stromverbrauch** auch in Zukunft Gültigkeit besitzt. Gehen wir nämlich von der an anderer Stelle bereits angesprochenen Entkopplungsthese (vgl. dazu 2.1.2.3) aus, so ist in Zukunft ein Wirtschaftswachstum ohne ein Mehr an Energie möglich (vgl. dazu insbesondere MÜLLER/STOY 1978).

Damit diese These für die Gesamtwirtschaft und alle Energieträger eintreten kann, ist aber **keine Entkopplung** bzgl. des Zusammenhanges **zwischen dem Wachstum einer Branche und dem Verbrauch eines Energieträgers notwendig**. Eine Entkopplung zwischen (Gesamt-) Wirtschaftswachstum und (Gesamt-) Stromverbrauch kann etwa dadurch zustande kommen, daß eine (stromintensive) Branche, wie etwa die der Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie an Gewicht verliert (vgl. dazu auch BAUERSCHMIDT 1985,S.79ff.). Für jede einzelne Branche verliert die industrielle Nettoproduktion nicht ihre Bedeutung als Determinante des Stromverbrauchs; da eine (stromintensive) Branche an Gewicht verliert, verringert sich lediglich der Zusammenhang zwischen der gesamten industriellen Nettoproduktion und dem Gesamtstromverbrauch.

Weiterhin in Frage zu stellen ist die Übertragung der **Trendkomponente** von der Vergangenheit in die Zukunft. Im Rahmen des Erklärungsmodells fungiert die Trendkomponente als Sammelgröße, in der alle längerfristigen, nicht explizit im Modell verankerten stromverbrauchsbeeinflussenden Effekte zusammengefaßt werden. Würde diese Trendkomponente unmodifiziert in eine Stromverbrauchsprognose einfließen, so ginge man davon aus, daß sich sämtliche dieser implizit im Modell verankerten stromverbrauchsbeeinflussenden Tendenzen wie in der Vergangenheit entwickeln.

Auch wenn diese Trendfortschreibung nur einen Teil der gesamten Erklärung und Prognose des Stromverbrauchs ausmacht, so übt diese Komponente doch einen erheblichen Einfluß auf die Gesamtprognose aus. Während sich nämlich die Kalendereinflüsse, die Heizgradtage und die Stunden der Dunkelheit innerhalb fest vorgegebener Grenzen bewegen, kann die Trendkomponente nahezu unbegrenzt variieren. Nicht zuletzt deshalb und weil wir eine bloße Trendfortschreibung als großes Manko vieler Stromverbrauchsprognosen empfinden, wollen wir die Trendkomponente des Erklärungsmodells für die Prognoseerstellung modifizieren. Die Lösung hierzu ist eng verknüpft mit der Frage, inwieweit die einzelnen quantitativen Zusammenhänge zwischen den Determinanten des Stromverbrauchs und dem Stromverbrauch, also die Regressionskoeffizienten der Gleichung 4.14, für eine Prognose verwendet werden können.

Grundsätzlich kann das entwickelte **Erklärungsmodell** des Stromverbrauchs **zu einer Prognose verwendet** werden, indem die in der Gleichung 4.14 enthaltenen Variablen, also die Determinanten des Stromverbrauchs, für den Prognosezeitraum bestimmt, also selber prognostiziert werden, und mit den entsprechenden Regressionskoeffizienten multipliziert werden. Dabei können die Regressionskoeffizienten nur auf der Basis von Vergangenheitsdaten gewonnen werden. An dieser Stelle stellt sich die Frage, ob diese Regressionskoeffizienten auf die Zukunft übertragbar sind. Denn bei der Ermittlung der Regressionskoeffizienten im Rahmen einer multiplen Regressionsanalyse (vgl. dazu auch 4.2.3) herrschen bestimmte Verhältnisse, existieren feste Strukturen etc. auf dem Elektrizitätsmarkt. Diese Strukturen, Verhältnisse etc. ändern sich natürlich im Zeitablauf. Aus diesem Grund müßten für die Prognose auch andere, an die neuen Gegebenheiten angepaßte Regressionskoeffizienten verwendet werden. Da die Ermittlung der für den Prognosezeitraum "richtigen" Regressionskoeffizienten jedoch erhebliche Schwierigkeiten bereitet, werden im allgemeinen die aus den Vergangenheitsdaten gewonnenen Regressionskoeffizienten für eine Prognose verwendet. Wir halten diese Vorgehensweise für unser spezielles Prognoseproblem für nicht ausreichend.

Um einerseits **keine** bloße **Trendfortschreibung** durchzuführen und andererseits die **Regressionskoeffizienten** an die **neuen Gegebenheiten anzupassen**, die für den Zeitraum der Prognose gelten, wird folgende Vorgehensweise gewählt:

(1) Die Trendkomponente bleibt für das Erklärungsmodell erhalten und dient dazu, längerfristige, nicht explizit im Modell verankerte stromverbrauchsbeeinflussende Struktur-, Verhaltenseffekte u.a.m. zu erfassen.
(2) Durch die Linearisierung dieser Trendkomponete werden die in der Vergangenheit auftretenden Struktur- und Verhaltenseffekte als in ihrer Höhe über den Basiszeitraum konstant angesehen.
(3) Für die Prognoseerstellung sind die Struktur- und Verhaltenseffekte als modellexogene Größen vorzugeben. Dabei werden diese Effekte für jede Kundengruppe jeweils zu einer Größe zusammengefaßt.
(4) Damit ist die Trendkomponente für den Prognosezeitraum auszuschalten.
(5) Die Struktur- und Verhaltenseffekte sollen in die Prognose derart Eingang finden, daß in der Höhe dieser Struktur- und Verhaltenseffekte die Regressionskoeffizienten verändert werden.

Der sich hieraus ergebende Verlauf einer Stromverbrauchsprognose ist in der Abb.4.2-19 dem Verlauf einer herkömmlichen Prognose, die beide mit Hilfe einer (multiplen) Regressionsanalyse aufgestellt worden sind, gegenübergestellt. Auch wenn die Abbildung den Unterschied bewußt übertrieben wiedergibt, so wird aus ihr unmittelbar einsichtig, daß durch die Art der Prognose die Prognoseergebnisse erheblich beeinflußt werden können.

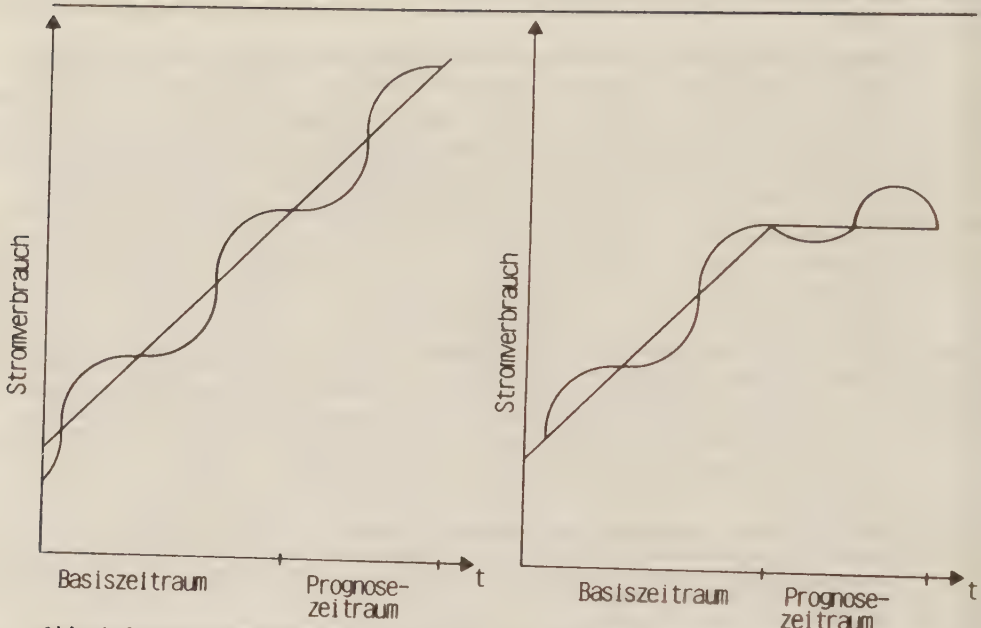


Abb.4.2-19: Gegenüberstellung einer herkömmlichen und einer im Modell verankerten Prognoseerstellung auf Basis einer (multiplen) Regressionsanalyse

4.3 Die Art des Modells (die Prognoseaussagen)

Die Art des Modells wird durch die Gestaltung der Prognoseaussagen bestimmt. Nach dem **Kriterium der Aussageart** (vgl. dazu auch 3.2.3) handelt es sich bei dem gewählten Modell um ein **quantitatives** Modell. D.h. die monatlichen Stromverbrauchsprognosen erfolgen durch Angabe konkreter Zahlen.

Ausführlicher ist das **Kriterium der Bedingtheit** (vgl. dazu auch 3.2.3) zu erörtern, da hier ein erheblich größerer Gestaltungsspielraum zur Verfügung steht. Eng mit diesem Teilaspekt zur Gestaltung der Prognoseaussagen verknüpft ist das **Deutlichmachen von Bedingungen**. Beide Punkte lassen sich letztlich auf die Beantwortung der Frage zurückführen, wie die Determinanten des Stromverbrauchs prognostiziert und deutlich gemacht werden[1].

Betrachten wir die **Determinanten** im einzelnen, so läßt sich zu deren **Prognose** festhalten:

---

[1] Denn wenn z.B. alle Determinanten deterministischer Natur sind, können die Prognoseaussagen auch nur deterministisch formuliert werden.

- Die **Anzahl** der **Arbeitstage**, der **Sams- und Sonntage** sowie der **Feiertage** läßt sich nahezu unbefristet[1] im voraus bestimmen; d.h. es handelt sich um **deterministische Einflußgrößen.**
- Die **Anzahl** der **Ferientage** ist ebenfalls - zumindest für die hier behandelte Prognosefrist - **determiniert**; Ferienkalender existieren i.d.R. für die nächsten zwei, drei Jahre.
- Die **"Stunden der Dunkelheit"** wurden im Modell als **deterministische** Einflußgröße verankert.
- Die Prognose der **Indizes der industriellen Nettoproduktion** bereitet größere Schwierigkeiten, als dieses bei den bisher genannten Determinanten des Stromverbrauchs der Fall war. Generell soll bei dieser Determinante auch von einer **deterministischen Prognose** ausgegangen werden. D.h. die Prognose des Stromverbrauchs basiert jeweils auf einem einzigen Prognosewert hinsichtlich der industriellen Nettoproduktion. Da eine Konjunkturprognose, welche sich hinter der Prognose der Indizes der industriellen Nettoproduktion verbirgt, jedoch kaum als Einpunktverteilung erstellt werden kann, soll zusätzlich die Möglichkeit geschaffen werden, alternative Konjunkturprognosen aufzustellen.
- Eine Prognose der **Heizgradtage** bereitet auch kurzfristig erhebliche Probleme. Da jedoch über den Eintritt von Heizgradtagen und Außentemperaturen, aus welchen letztendlich die Heizgradtage hervorgehen, aus der Vergangenheit exakte Wahrscheinlichkeitsverteilungen vorliegen, soll diese Determinante als **stochastische Größe** in die Stromverbrauchsprognose einfließen. Dazu ist eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Anzahl der Heizgradtage in dem zu prognostizierenden Monat zu generieren. Grundlage hierfür ist ein von KUCHARSKI (1973,S.535ff.) entwickeltes Verfahren zur "Erzeugung von statistischen Wintertemperaturen mit Hilfe von Zufallszahlen" (vgl. dazu auch KUCHARSKI 1976,S.258ff.; GÜNTHER/HOMANN 1983,S.133ff.; EDELMANN 1983,S.45ff.), das statistisch repräsentative Tagesmitteltemperaturen erzeugt. Diese dienen dann zur Berechnung der monatlichen Heizgradtage.

Aufgrund dieser Spezifikationen bzgl. der Prognose der Stromverbrauchsdeterminanten handelt es sich bei dem gewählten Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell um ein **stochastisches** Modell. Da für eine der Einflußgrößen (Heizgradtage) eine Wahrscheinlichkeitsverteilung über ihr zukünftiges Eintreten gewonnen wird, ergibt sich auch für den Stromverbrauch eine Wahrscheinlichkeitsverteilung. Bei der Gestaltung der Prognoseaussagen soll jedoch beachtet werden, daß

- Prognosen mit Verteilungsfunktionen schwerer verständlich sind als Prognosen oder verteilungsfreie Intervallprognosen;
- andere Einflußgrößen (Konjunktur) sowie die abgebildeten funktionalen Zusammenhänge realiter stochastischer Natur sind, im Modell aber deterministisch behandelt werden;
- weitere, modellmäßig nicht erfaßte Imponderabilien die Abgabe einer Punktprognose, aber auch die Abgabe einer exakten Verteilungsfunktion erschweren bzw. verhindern.

---

[1] Änderungen könnten sich durch eine vollständige Umorientierung in den Arbeitszeiten (4 Tage-Woche) oder eine Änderung des Feiertagskalenders ergeben.

Aufgrund dieser Ungenauigkeiten und unberücksichtigt gebliebenen Imponderabilien sollen die Prognoseaussagen lediglich als **verteilungsfreie Intervallaussagen** formuliert werden. Dabei gibt das Modell das Minimum, den Mittelwert und das Maximum des zukünftigen monatlichen Stromverbrauchs an.

Auf die Frage, inwieweit und auf welche Art und Weise die **Bedingungen der Prognose deutlich gemacht** werden, wollen wir an dieser Stelle nicht näher eingehen. Hierbei handelt es sich um eine eher programmtechnische Frage, die in hohem Maße von den EDV-technischen Gegebenheiten bei der konkreten Modellimplementierung abhängt (vgl. dazu 6.).

4.4 Das Gesamtmodell - ein zusammenfassender Überblick (das Prognosesystem)

Um das gewählte (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell vollständig zu beschreiben, ist im folgenden das **Modell in seiner Gesamtheit** zu skizzieren. Entsprechend der in Kapitel 3.3 angestellten Unterteilung ist dabei der strukturelle Aspekt des Prognosesystems, der Prognoseprozeß und der Reifegrad des Prognosemodells zu untersuchen.

4.4.1 Die Einbindung des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognosemodells in eine übergeordnete Langfristprognose - der strukturelle Aspekt des Prognosesystems

Den strukturellen Aspekt des Prognosesystems können wir relativ kurz abhandeln, da im Rahmen dieser Arbeit Interdependenzen zwischen einer Stromverbrauchsprognose und anderen, in einem EVU zu erstellenden Prognosen vernachlässigt werden sollten. Einzig auf den **Zusammenhang** zwischen einer **kurzfristigen** und anderen **Stromverbrauchsprognosen** ist hier näher einzugehen.

Grundsätzlich ist ein **kurzfristiges Stromverbrauchsprognosemodell losgelöst von den anderen** in einem EVU zu erstellenden **Stromverbrauchsprognosen** zu betreiben, da jede Stromverbrauchsprognose andere, spezifische Zwecke verfolgt. Das von uns entwickelte und hier vorgestellte Modell ist jedoch fest mit einer übergeordneten Langfristprognose verknüpft, indem die Werte einer Jahresprognose als Inputgröße in das kurzfristige Stromverbrauchsprognosemodell eingehen. D.h., bevor mit Hilfe unseres Modells eine Kurzfristprognose erstellt werden kann, ist eine Langfristprognose aufzustellen.

Diese (feste) **Einbindung des kurzfristigen Stromverbrauchsprognosemodells in eine übergeordnete Langfristprognose** wurde von uns gewählt, damit:

- die Kurzfristprognose nicht auf einer reinen Trendfortschreibung basiert;
- aus kurzfristigen Verbrauchsänderungen Rückschlüsse auf längerfristige verbrauchsverändernde Tendenzen gezogen werden können;

- die Akzeptanz von Stromverbrauchsprognosen nicht durch widersprüchliche Werte untergraben wird.

Auf eine weitere Einbettung des kurzfristigen Stromverbrauchsprognosemodells in weitere Stromverbrauchsprognosen bzw. auf eine Intensivierung der bereits vorhandenen Einbindung werden wir kurz im Rahmen von Erweiterungsmöglichkeiten des bestehenden Modells zu sprechen kommen (vgl. dazu 8.2.2).

4.4.2 Der im Modell enthaltene Prognoseprozeß

Der im gewählten Modell enthaltene Prognoseprozeß ist vor allem auch im Hinblick auf die Flexibilität eines EVU von ausschlaggebender Bedeutung. Dabei spaltet sich der gesamte im Modell enthaltene Prognoseprozeß in **zwei**, sehr unterschiedlich zu behandelnde **Teilprozesse** auf.

Der **erste Teilprozeß** wird durch die vorangegangenen Überlegungen zur Gestaltung des Modells gebildet. Hierbei handelt es sich um weitestgehend einmalig durchzuführende Schritte des gesamten Prognoseprozesses (vgl. dazu ausführlich 3.3.2). Insbesondere fällt in diesem Teilprozeß die **Vorbereitungsphase** und fallen **Teile der Ausarbeitungsphase** an. Konkret beinhaltet dieser Teil des Prognoseprozesses die folgenden Aktivitäten des Gesamtablaufs zur Erstellung einer Prognose:

- Identifikation des Prognosezweckes (vgl. dazu 1. und 2.3);
- Unterteilung der Prognoseaufgabe (vgl. dazu 2.2.3 und 4.1);
- Formulierung eines Erklärungsmodells (vgl. dazu 4.2.1 - 4.2.6);
- Überprüfung, ob sich das Erklärungsmodell für eine Prognose eignet (vgl. dazu 4.2.7).

Neben diesen einmalig durchzuführenden Aktivitäten - eine Neuinitiierung dieses Teilprozesses kann jedoch durch größere Veränderungen ausgelöst werden - sind zur Erstellung einer Prognose weitere Aktivitäten abzuwickeln. Diese bilden den **zweiten Teilprozeß** und sind für jede Prognoseerstellung zu durchlaufen. Konkret fallen hierunter die folgenden Schritte der **Ausarbeitungsphase:**

- Beschaffung der für die Prognose benötigten Daten;
- Auswertung und Interpretation der Daten zur Aufstellung eines Prognosemodells;
- Erstellung einer vorläufigen Prognose;
- Überprüfung der Prognoseergebnisse;
- Erstellung der endgültigen Prognose.

Nach erfolgter Anwendung der Prognoseergebnisse in der Planung sind ferner folgende Schritte der **Kontrollphase** unter diesen Teilprozeß zu subsumieren:

- Vergleich der Prognoseergebnisse mit den Ist-Werten;
- ggf. Erstellung einer Abweichungsanalyse;
- ggf. Revision des Prognosemodells.

Da diese Aktivitäten für jede Prognoseerstellung abzuwickeln sind, bietet es sich an, diesen **zweiten Teilprozeß** zu **programmieren**. D.h., diese Aktivitäten finden explizit Berücksichtigung in dem erstellten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell. Dazu

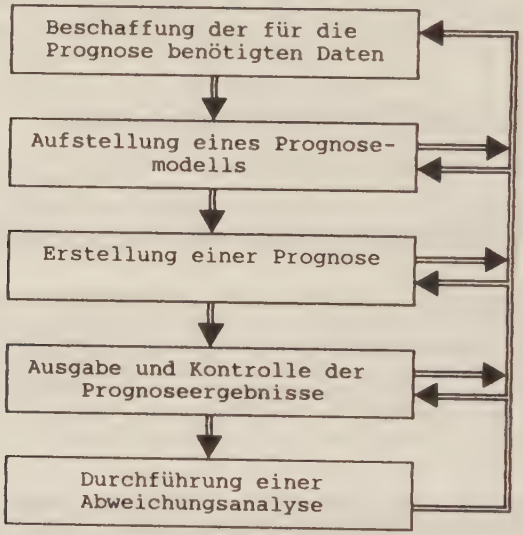


Abb.4.4-1: (Grob-) Ablauf der im Modell explizit verankerten Schritte zur Erstellung einer (kurzfristigen Stromverbrauchs-) Prognose und Analyse

wird der in Abb.4.4-1 wiedergegebene (Grob-) Ablauf zur Erstellung einer Prognose zugrundegelegt. Die dabei anfallenden Teilschritte wollen wir im folgenden näher beschreiben.

(1) Beschaffung der für die Prognose benötigten Daten

Kurzfristige Prognosemodelle werden i.d.R. dazu geschaffen, nicht nur einmalig, sondern regelmäßig eingesetzt zu werden. Damit muß die Möglichkeit bestehen, das Prognosemodell ständig an die neuesten Bedingungen anpassen zu können. Grundlage dafür ist die Verwendung aktuellster Daten.

Dieses Teilmodell muß somit die Möglichkeit eröffnen, ständig die aktuellsten Daten über den (monatlichen) Stromverbrauch sowie die unabhängigen Variablen (Heizgradtage, Konjunktur) abzuspeichern.

(2) Aufstellung eines Prognosemodells

Nach der Beschaffung der für die Prognose benötigten Daten ist auf deren Basis ein Prognosemodell aufzustellen. Dazu wird für die Vergangenheitsdaten eine multiple Regressionsanalyse entsprechend des oben formulierten Erklärungsmodells zum Stromverbrauch erstellt. Um dieses Modell für Prognosezwecke einsetzen zu können, muß die Möglichkeit bestehen, Sondereinflüsse zu spezifizieren. Hiermit kann die Gültigkeit der Zeitstabilitätshypothese weitestgehend aufgehoben werden, so daß die Gefahren einer "Extrapolationsfalle" umgangen werden können.

(3) Erstellung einer Prognose

Um das unter (2) aufgestellte Modell für eine Prognose nutzen zu können, müssen zunächst die Ausprägungen der unabhängigen Variablen für den Prognosezeitraum bestimmt werden. Probleme entstehen hierbei lediglich für den Index der industriellen Nettoproduktion. Zu dessen Berechnung ist eine Konjunkturprognose zu erstellen.

Der **Index der industriellen Nettoproduktion** ist **monatlich, von Kalenderunregelmäßigkeiten unbereinigt** nach verschiedenen **Branchen differenziert** zu prognostizieren.

Kalenderunregelmäßigkeiten sind aus der industriellen Nettoproduktion nicht zu extrahieren, da diese über andere Variablen (Kalendereinflüsse) in der Stromverbrauchsprognose Berücksichtigung finden. Da der Stromverbrauch von der tatsächlichen industriellen Nettoproduktion abhängig ist, würde die Verwendung eines um Kalenderunregelmäßigkeiten bereinigten Index der industriellen Nettoproduktion nicht den im Erklärungsmodell formulierten Zusammenhang abbilden.

Die Prognose **monatlicher Werte** ergibt sich unmittelbar aus dem Prognosegegenstand des Gesamtmodells, den **monatlichen Stromverbräuchen.**

Ebenso leitet sich die differenzierte Prognose des Index der industriellen Nettoproduktion zum einen direkt aus dem Prognosegegenstand des Gesamtmodells ab, zum anderen beruht das Erklärungsmodell zum Stromverbrauch explizit auf der Erfassung **branchenbedingter Produktionsunterschiede.**

Grundlage zur Berechnung des Index der industriellen Nettoproduktion für den Prognosezeitraum ist die Abgabe einer **Konjunkturprognose.** Diese wird im Modell als Jahresprognose abgegeben. Da die Entwicklung eines eigenständigen Konjunkturmodells den Rahmen der vorliegenden Arbeit bei weitem sprengen würde, werden als Jahresprognosen von renommierten Wirtschaftsforschungsinstituten aufgestellte Prognosen verwendet. Diese können u.U. nach subjektiven Überlegungen modifiziert werden.

Die derart, als prozentuale Veränderung zum Vorjahr formulierte **Jahresprognose** ist zur Berechnung der monatlichen Indizes der industriellen Nettoproduktion heranzuziehen. Dazu wird folgendes Verfahren verwendet, das wir an dieser Stelle nur in groben Zügen skizzieren wollen (vgl. ausführlich dazu 6.3.4.3):

- Aus den Vergangenheitsdaten werden Saisonfaktoren bzgl. des Index der industriellen Nettoproduktion berechnet.
- Diese Saisonfaktoren verteilen den jährlichen Index der industriellen Nettoproduktion auf die einzelnen Monate.
- Durch Verwendung der o.g. Jahresprognosen kann der jährliche Index der industriellen Nettoproduktion für das Prognosejahr bestimmt und mit Hilfe der Saisonfaktoren auf die einzelnen Monate verteilt werden.
- Dabei ist jedoch zusätzlich zu beachten, daß sich die Konjunktur am Ende des Vorjahres auf besonders hohem (oder niedrigem) Ausgangsniveau befunden haben kann; dieses Niveauproblem muß bei der Prognose beachtet werden, indem entsprechend zu Beginn des Jahres ein höherer (niedrigerer) und zum Ende des Jahres hin ein entsprechend niedrigerer (höherer) Index der industriellen Nettoproduktion prognostiziert wird.

Neben der Erstellung einer Konjunkturprognose muß dieser Teil des Modells die **Verknüpfung** der **jährlichen Stromverbrauchsprognose mit der Kurzfristprognose** beinhalten. Erst eine Veränderung der unter (2) ermittelten Regressionskoeffizienten in Höhe der durch die jährliche Stromverbrauchsprognose vorgegebenen prozentualen Veränderung ermöglicht die Prognose der monatlichen Arbeitsmengen.

(4) Ausgabe und Kontrolle der Prognoseergebnisse

Um die Prognoseergebnisse, die unter (3) gewonnen wurden, in den Planungen eines EVU verwenden zu können, sind sie **auszugeben**. Dabei kann die Ausgabe der Prognoseergebnisse zunächst dazu herangezogen werden, die (vorläufigen) Prognoseergebnisse zu überprüfen, um anschließend eine endgültige Prognose zu erstellen, die dann Eingang in die Planung finden kann. Ferner kann die Ausgabe der Prognoseergebnisse Basis einer **Kontrolle** werden. Folgende Alternativen zur Ausgabe der Prognoseergebnisse sollen im Modell verankert werden:

- Ausgabe einer echten Prognose für den gesamten Prognosezeitraum;
- Ausgabe einer echten Prognose für den restlichen Prognosezeitraum, wobei bis zum aufgelaufenen Zeitpunkt eine Ex-Post Prognose oder die tatsächlichen Werte zugrundegelegt werden;
- Gegenüberstellende Ausgabe der echten, der Ex-Post-Prognose und der tatsächlichen Werte.

Zusätzlich ist zu beachten, daß die Prognoseaussagen als verteilungsfreie **Intervallprognose** formuliert werden sollten (vgl. dazu 4.3). Die Ausgabe eines minimalen, mittleren und maximalen Wertes läßt letztlich auch die Abhängigkeit der Prognose von bestimmten Bedingungen, insbesondere den Temperaturen deutlich werden.

Als weitere Bedingung, die in eine bestimmte Stromverbrauchsprognose einfließt, ist die jeweils verwendete Konjunkturprognose zu beachten. Aus diesem Grund sollte in diesem Zusammenhang auch die Möglichkeit bestehen, die verwendete **Konjunkturprognose** ausgeben zu können.

(5) Durchführung einer Abweichungsanalyse

Um aus einer kurzfristigen Prognose des Stromverbrauchs Informationen über langfristig wirksame Verbrauchsänderungen zu erlangen, ist die Kontrolle der Prognoseergebnisse um eine Abweichungsanalyse zu ergänzen. Diese spaltet sich in einen Vergleich zwischen Prognose- und Ist-Werten und einen Vergleich der Ist-Werte zum Vorjahr auf.

(a) **Vergleich Prognose- und Ist-Werte**

Im Rahmen dieser Abweichungsanalyse sind konjunktur- und temperaturbedingte sowie unsystematische Schwankungen im Stromverbrauch herauszufiltern. Der danach verbleibende Rest einer Abweichung zwischen Prognosewert und tatsächlich eingetroffenem Wert ist auf strukturelle und verhaltensbedingte Änderungen zurückzuführen.

Da bei der Prognoseerstellung a priori strukturelle und verhaltensbedingte Änderungen durch die Einbindung des Modells in eine übergeordnete Jahresprognose (vgl. dazu ausführlich 4.4.1) berücksichtigt werden, ist bei den strukturellen und verhaltensbedingten Änderungen zwischen a priori angenommenen und ex post festgestellten Veränderungen zu differenzieren. Gerade diese Differenzierung kann erheblich dazu beitragen, langfristig wirksame verbrauchsändernde Tendenzen zu identifizieren.

Zur **Abweichungsanalyse**[1] wird das folgende **Grundmodell** herangezogen (vgl. Abb.4.4-2)[2][3]. In diesem Modell können vier Abweichungsarten berechnet werden. Dabei bezeichnet:

- A_1 die Abweichung zwischen der echten Prognose und der Ex-Post-Prognose auf der Grundlage des alten Modells;
- A_1' dieselbe Abweichung wie A_1, jedoch auf der Basis eines Regressionsmodells, das die aktuellsten Daten verarbeitet hat;
- A_2 die Abweichung zwischen den Prognosewerten, wobei die Prognosewerte zum einen nach dem alten, zum anderen nach dem neuen Modell berechnet werden;
- A_2' die Abweichung zwischen den Ex-Post-Prognosewerten, ebenfalls nach altem und neuem Modell berechnet;
- A_3 schließlich die Abweichung zwischen dem tatsächlichen Stromverbrauch und dem durch das (neueste) Modell erklärbaren Stromverbrauch[4].

Die **Abweichungsarten A_1** und **A_1'** versuchen somit diejenigen Änderungen im Stromverbrauch zu erfassen, die auf eine **fehlerhafte Prognose der Einflußfaktoren**, der **Determinanten** des Stromverbrauchs zurück-

---

[1] Vgl. hierzu auch GRAF 1969,S.186ff.

[2] Zu einer ähnlichen, jedoch rein statischen Differenzierung verschiedener Abweichungsursachen von Prognosen vgl. LEVENBACH/CLEARY 1984,S.255f.

[3] Vgl. ferner hierzu STREITFERDT 1983,S.159ff. und die dort zitierte Literatur.

[4] In dem Modell zur Abweichungsanalyse bei LEVENBACH/CLEARY (1984,S.255f.) wird nur die Abweichung A_1 und die Abweichung zwischen Ex-Post-Prognose und tatsächlichem Wert erfaßt.

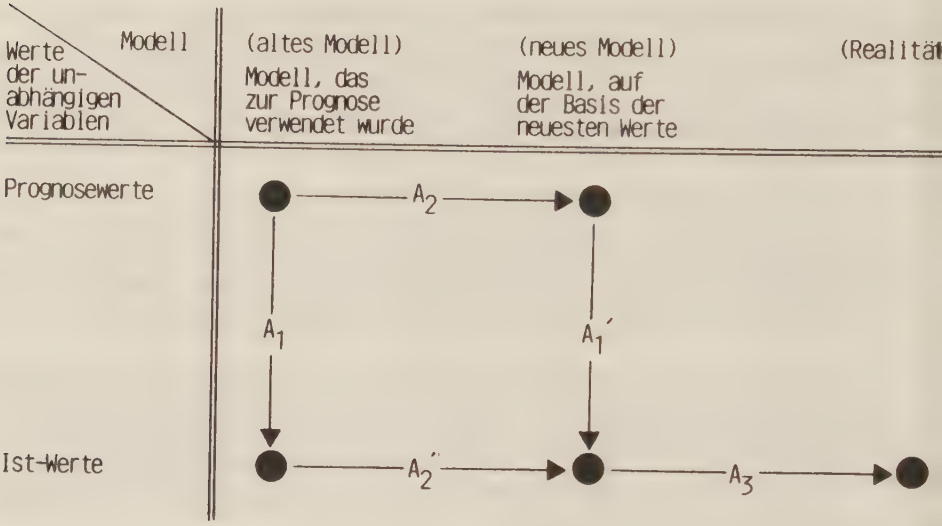


Abb.4.4-2: Grundmodell zur Abweichungsanalyse

geführt werden können. Wird beispielsweise die Differenz zwischen prognostiziertem und tatsächlich eingetretenem Index der industriellen Nettoproduktion einer Branche mit dem entsprechenden Regressionskoeffizienten einer Kundengruppe multipliziert, so kann das Ergebnis als diejenige Veränderung im Stromverbrauch dieser Kundengruppe interpretiert werden, die auf eine fehlerhafte Konjunkturprognose bzw. auf eine nicht erwartete Konjunkturentwicklung zurückzuführen ist.

Dagegen versuchen die **Abweichungsarten A_2** und **A_2'** diejenigen Änderungen im Stromverbrauch zu erfassen, die auf **strukturelle** und **verhaltensbedingte Veränderungen** zurückgeführt werden können. Diese müssen sich in der Änderung der Regressionskoeffizienten niederschlagen. Dabei wollen wir einen kummulativen struktur- und verhaltensbedingten Effekt berechnen, d.h. es werden die Veränderungen aller Regressionskoeffizienten - multipliziert mit den jeweiligen Determinanten des Stromverbrauchs - zu einer Abweichung zusammengefaßt[1]. Die Frage, welche Daten (Prognose- oder Ist-Werte) zur Berechnung dieser Abweichung zugrundegelegt werden sollen, kann nicht losgelöst werden von der Frage nach der Verwendung des alten oder des neuen Modells bei der Berechnung der Abweichungen im Stromverbrauch aufgrund einer fehlerhaften Prognose der Determinanten des Stromverbrauchs beantwortet werden.

---

[1] Zu den Möglichkeiten einer differenzierten Erfassung von struktur- und verhaltensbedingten Änderung des Stromverbrauchs vgl. 8.1.2 .

Bei der **Abweichungsanalyse** soll der **Weg über A_1 , A_2' und A_3** im Grundmodell zur Abweichungsanalyse (vgl. dazu auch Abb.4.4-2) eingeschlagen werden. D.h. ausgehend von den echten Prognosewerten wird zunächst die Abweichung aufgrund einer fehlerhaften Prognose in den Determinanten des Stromverbrauchs berechnet. Da zu dieser Berechnung das alte Modell, d.h. dasjenige Modell, mit dem auch die echte Prognose erstellt wurde, zugrunde gelegt wird, ergibt sich als **Ergebnis** dieses **ersten Schrittes der Abweichungsanalyse** eine **Prognose auf Basis der Ist-Werte**. Dieser Wert gibt m.a.W. an, welcher Stromverbrauch zum ursprünglichen Zeitpunkt der Prognoseerstellung vorhergesagt worden wäre, wenn zu diesem Zeitpunkt die tatsächlichen Ausprägungen der Determinanten des Stromverbrauchs im Prognosezeitraum bekannt gewesen wären.

Im zweiten Schritt der Abweichungsanalyse werden die **struktur- und verhaltensbedingten Veränderungen** im Stromverbrauch ermittelt. Da diese Änderungen bei den Ist-Werten der unabhängigen Variablen aufgetreten sind, müssen diese auch bei der Berechnung zugrundegelegt werden. Ergebnis dieses Schrittes ist der durch das hier angewendete (Erklärungs-) Modell erklärbare Stromverbrauch. Dieser Wert gibt m.a.W. an, welcher Stromverbrauch prognostiziert würde, wenn die tatsächlichen Ausprägungen der Determinaten des Stromverbrauchs bekannt sind und die aktuellsten Informationen über den Zusammenhang zwischen diesen Determinanten und dem Stromverbrauch verarbeitet worden sind.

Im letzten Schritt der Abweichungsanalyse sind schließlich die **unsystematischen Schwankungen** zu berechnen. Diese berechnen sich formal als Residualgröße, die sich als Differenz zwischen dem tatsächlichen Stromverbrauch und dem durch das Modell erklärten Stromverbrauch ergibt. Zur besseren Bewertung und Relativierung dieser Größe sind hier zusätzlich die im Voraus bekannten unsystematischen Schwankungen, also die Sondereinflüsse, auszugeben[1].

Zusammenfassend ergibt sich damit das in der Übersicht 4.4-1 wiedergegebene Berechungsschema zur Durchführung einer Abweichungsanalyse. Da auf die einzelnen Positionen des Schemas bereits ausführlich eingegangen worden ist, bedarf die Übersicht nur eines kleinen Hinweises bzgl. der Abweichungen aufgrund einer **fehlerhaften Temperaturprognose**. Da wir für diese Einflußgröße eine stochastische Prognose erstellen, sind die tatsächlichen Temperaturen mit sehr großer Wahrscheinlichkeit auch in dieser Prognose enthalten; eine fehlerhafte Temperaturprognose kann danach kaum vorliegen. Um jedoch den sehr starken Einfluß der Temperaturen auf den Stromverbrauch in der Abweichungsanalyse deutlich werden zu lassen, wird die Abweichug der tatsächlichen Temperaturen von den Durchschnittstemperaturen zugrundegelegt. Ein Jahr mit (langfristigen) Durchschnittstemperaturen wird dabei als **Normaljahr** bezeichnet.

---

[1] Unsystematisch sind die Sondereinflüsse nur insofern, als sie unregelmäßig auftreten; da sie im Modell abgebildet sind, können sie auch als systematisch bezeichnet werden.

	Prognosewert
+/-	Abweichungen aufgrund:
	Fehler in Konjunkturprognose
	+/- Abweichung der Temperaturen von einem Normaljahr
=	Soll bei Ist-Werte der Einflußgrößen
+/-	Strukturelle Veränderungen und Verhaltensänderungen (Ex-ante bekannte St. u. V.-Änderungen)
=	Ex-Post-Prognose
+/-	Unsystematische Schwankungen (Ex-ante bekannte Unsystematische Schwankungen)
=	Ist-Wert

Übersicht 4.4-1: Berechungsschema zur Durchführung der Abweichungsanalyse

(b) **Vergleich zum Vorjahr**

Der Vergleich zum Vorjahr soll in das Modell aufgenommen werden, da diese Form der Abweichungsanalyse bislang bei der in dieser Arbeit betrachteten Pilotunternehmung eine wesentliche Entscheidungsgrundlage darstellte.

Innerhalb dieses Teils der Abweichungsanalyse soll der **Stromverbrauch des laufenden Monats** mit dem **Stromverbrauch des entsprechenden Vorjahresmonats** verglichen werden. Verbrauchsunterschiede können dann auf die einzelnen Kalendereinflüsse (Anzahl der Werktage, Anzahl der Sams- und Sonntage, Anzahl der Ferientage, Anzahl der Feiertage), auf Temperatureinflüsse, auf die Änderung in der konjunkturellen Entwicklung, auf die technologische Entwicklung (Trend), auf Sondereinflüsse sowie auf eine Restgröße, die als Maßstab für unsystematische sowie struktur- und verhaltensbedingte Veränderungen interpretiert werden kann, zurückgeführt werden.

Um zufällige Schwankungen im Rahmen der Abweichungsanalysen - dies gilt sowohl für den Vergleich zwischen Prognose- und Ist-Werte als auch für den Vergleich zum Vorjahr - nicht überzubewerten, sollte das Modell die Möglichkeit schaffen, neben der Analyse des einzelnen Monats das **aufgelaufene Jahr** einer **Abweichungsanalyse** zu unterziehen. Erst diese läßt u.E. langfristig wirksame verbrauchsverändernde Tendenzen im Stromverbrauch erkennen.

4.4.3 Der Reifegrad des gewählten Modells

Die vorausgegangenen (umfangreichen) Ausführungen lassen es fast überflüssig werden, darauf hinzuweisen, daß die im Rahmen dieser Arbeit aufgestellten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognosen auf einem **explizit formulierten Modell** basieren; der Vollständigkeit halber sei jedoch noch einmal auf diese Tatsache hingewiesen.

Die nicht unerheblichen daten- und rechentechnischen Anforderungen, die sich aus dem von uns formulierten Modell ergeben[1], lassen es ferner notwendig erscheinen, das Modell mit Hilfe der Elektronischen Datenverarbeitung (EDV) zu realisieren. Damit handelt es sich um ein **EDV-gestütztes Prognosemodell.**

Einzelheiten dieser EDV-mäßigen Realisierung des beschriebenen Modells werden wir ausführlich in Kapitel 6 ansprechen. Da diese im hohen Maße von den EDV-technischen und sonstigen Gegebenheiten des EVU abhängen, in dem das Modell im Rahmen einer Forschung durch Entwicklung implementiert wird, können hierzu kaum allgemeingültige (theoretische) Aussagen zu abgegeben werden.

Von allgemeinerer Natur, und damit Inhalt theoretischer Aussagen, ist dagegen die Frage nach der **Stufe der EDV-Unterstützung.** In diesem Zusammenhang haben wir bereits bei der Erörterung der Gestaltungsmöglichkeiten (vgl. dazu 3.3.3.) darauf hingewiesen, daß diesem Punkt unter Flexibilitätsüberlegungen erhöhte Aufmerksamkeit entgegen gebracht werden muß.

Ausgehend von der oben vorgenommenen Dreiteilung einer EDV-Unterstützung muß das gewählte Modell als **adaptiv** eingestuft werden. Hierfür sprechen insbesondere die folgenden Punkte:

- Es besteht im Modell ständig die Möglichkeit, eine **Prognose für das Restjahr** zu erstellen; damit kann die für das betreffende Jahr geltende **Gesamtprognose** permanent an die in dem Jahr aufgelaufenen besonderen Bedingungen **angepaßt** werden.
- Durch die Spezifikation von **Sondereinflüssen** kann das auf der Basis von Vergangenheitsdaten aufgestellte Erklärungsmodell zu einem Prognosemodell umgeformt werden, das an die sich abzeichnenden Umweltveränderungen angepaßt worden ist.
- Der zentrale Punkt umfaßt jedoch in diesem Zusammenhang die Möglichkeit, kontinuierlich die **aktuellsten Daten** über den Stromverbrauch sowie dessen Determinanten abzuspeichern und darauf basierend ein **an die aktuellsten Strukturen und Verhaltensmuster angepaßtes Erklärungs-** respektive **Prognosemodell** aufzustellen.

Weitere Modelleigenschaften, die die Anpassungsfähigkeit des Modells fördern, sind beispielsweise noch in den vielfältigen Möglichkeiten zu sehen, alternative Umweltentwicklungen zu simulieren. Dies beinhaltet etwa die Fähigkeit, eine Prognose für alternative längerfristige Verbrauchsentwicklungen oder alternative Konjunkturentwicklungen zu erstellen. Durch diese Fähigkeit wird das Modell in die Lage

---

[1] Beispielhaft sei nur auf die Durchführung der multiplen Regressionsanalysen hingewiesen.

versetzt, bereits bei der Prognoseerstellung an alternative Umwelt-entwicklungen angepaßt zu werden.

5. Die Wirkungen des gewählten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells

Dem gewählten Modell kann nach den bisherigen Ausführungen lediglich eine grundsätzliche Eignung bescheinigt werden, zur Flexibilität eines EVU beizutragen. Im folgenden ist festzustellen, inwiefern sich das gewählte Modell eher eignet als andere Gestaltungsalternativen, die **angestrebten Wirkungen** zu erzielen. Hiermit wird die Frage nach der **Effizienz des gewählten Modells** angesprochen.

Ohne auf die Vielzahl vorhandener Nominaldefinitionen eingehen zu wollen, soll in Anlehnung an WELGE/FESSMANN (1980,Sp.577) unter **Effizienz** ein umfassendes, durch ein relationales Moment gekennzeichnetes Prädikat, mit dem in prognostischer Hinsicht Prognoseprozesse oder deren Ergebnisse in abstufbaren Merkmalen qualifiziert werden können (vgl. auch WELGE 1985,S.558; 1987,S.600), verstanden werden. Dies bedeutet, daß im folgenden das gewählte Modell gegenüber anderen (grundsätzlichen) Gestaltungsalternativen in prognostischer Hinsicht qualifiziert werden muß. Die dabei heranzuziehenden Merkmale müssen sich auf das Flexibilitätsziel ausrichten. Um diese Aussage zu verdeutlichen, wollen wir kurz den Effizienzbegriff präzisieren.

Zum einen läßt sich untersuchen, welchen Beitrag die Prognose zur Gesamteffizienz einer Unternehmung leistet. In diesem Zusammenhang kann von der **institutionellen Effizienz** der Prognose gesprochen werden (vgl. dazu auch WELGE 1985,S.558f.). Wird dagegen untersucht, inwieweit ein bestimmtes Prognosemodell - z.B. das von uns entwikkelte Modell - verschiedene mit einer Prognose verknüpfte Funktionen bzw. Ziele erfüllt, so ist von **funktioneller Effizienz** zu sprechen (vgl. dazu auch WELGE 1985,S.559)[1]. Nur dieser zweite Ansatzpunkt ist hier relevant. Denn der Beitrag eines Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells zur Gesamteffizienz eines EVU - beispielsweise gemessen am Umsatz, dem ROI o.ä. - läßt sich wohl kaum von anderen Einflußgrößen isolieren. Ferner interessiert uns der Zusammenhang zwischen einer Stromverbrauchsprognose und der Flexibilität eines EVU; Flexibilität wird von uns als Funktion bzw. Ziel einer Stromverbrauchsprognose angesehen.

Um den Grad der Befähigung, den ein Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität aufweist, bestimmen zu können, ist zum einen das **Modell** zu betrachten, zum anderen sind dessen **Ergebnisse** zu analysieren. Bei der Betrachtung des Modells ist ferner zwischen einer strukturellen und einer prozessualen Sichtweise zu differenzieren. Entsprechend kann von einer **Struktureffizienz** und einer **Prozeßeffizienz** gesprochen werden.

---

[1] BEDNAR/HASENAUER 1974,S.480ff. sprechen in diesem Zusammenhang von der Lösungseffizienz eines (Entscheidungs-) Modells, die sich aus den Effizienzkriterien des Abstraktionsverlustes - inwiefern entsprechen die Modellprämissen den abgebildeten realen Eigenschaften - und der Modellökonomie, also dem Verhältnis von Modellkosten zu den Modellergebnissen, zusammensetzt. Diesen Ansatz wollen wir nicht übernehmen, da er für unsere Problemstellung als zu unspezifisch anzusehen ist.

Die **Struktureffizienz** betrifft die Frage, welche Wirkungen die Struktur des gewählten Modells auf die Flexibilität eines EVU ausübt.

Demgegenüber sollen unter dem Begriff der **Prozeßeffizienz** Auswirkungen thematisiert werden, die sich aus dem Prognoseprozeß ergeben[1]. Entsprechend der Themenstellung wird jedoch auch diese Analyse auf Auswirkungen beschränkt, die sich auf das Flexibilitätsziel beziehen[2]. Dieses gilt auch für die **Ergebniseffizienz**, welche anhand der Resultate beurteilt werden muß, die das Prognosemodell liefert.

Schließlich ist zu untersuchen, welche Wirkungen vom Reifegrad eines (Stromverbrauchs-) Prognosemodells ausgehen. Da sich der Reifegrad auf das Modell in seiner Gesamtheit bezieht (vgl. dazu 3.3.3), wollen wir in diesem Zusammenhang von der **Gesamteffizienz** sprechen.

Damit die **Effizienz** und nicht nur die **Effektivität**[3] des gewählten Modells untersucht wird, vergleichen wir - soweit dieses im Rahmen theoretischer Überlegungen möglich ist[4] - die Wirkungen des gewählten Modells mit anderen (grundsätzlichen) Gestaltungsalternativen. Hierdurch sollte es gelingen, in prognostischer Hinsicht Ergebnisse, Prozesse und Strukturen in abstufbaren Merkmalen durch relationale Momente zu qualifizieren.

5.1 Die Ableitung von Effizienzindikatoren

Um Aussagen über die Effizienz des gewählten Modells abgeben zu können, ist das theoretische Konstrukt der Effizienz weiter zu operationalisieren. Dieses geschieht durch eine **stufenweise Auflösung des**

---

[1] Im Bereich der organisatorischen Gestaltung wird unter dem Begriff der Prozeßeffizienz die Effizienz des organisatorischen Gestaltungsprozesses selber gefaßt (vgl. dazu z.B. WELGE 1987, S.611ff. und die dort genannte Literatur); entsprechend müßte sich die Prozeßeffizienz im Rahmen der Prognose auf den Prozeß zur Gestaltung eines Prognosemodells beziehen. Dieser Begriffsauffassung wollen wir uns hier nicht anschließen, da sich die Ergebnisse dieses Gestaltungsprozesses in den strukturellen und prozessualen Aspekten des Modells manifestieren, die u.E. einer Bewertung wesentlich besser zugänglich sind.

[2] Wenn im folgenden von Effizienz gesprochen wird, impliziert dieses immer die Einschränkung auf das Flexibilitätsziel.

[3] Vgl. zu dieser Differenzierung auch WELGE 1987,S.600 und die dort genannte Literatur.

[4] Innerhalb des praktischen Teils der Arbeit (vgl. dazu Kapitel 6. und 7.) ist es jedoch möglich, das gewählte Modell mit anderen Gestaltungsalternativen zu vergleichen. Dabei ist jedoch eine Beschränkung auf wenige ausgewählte Gestaltungsalternativen vorzunehmen. Dagegen soll in diesem Kapitel 5. - das Teil des theoretischen Teils der Arbeit ist - versucht werden, die Effizienz des gewählten Modells mit allen anderen (grundsätzlichen) Gestaltungsalternativen zu vergleichen.

Effizenzkonstruktes (vgl. dazu FESSMANN 1978,S.40; WELGE 1987, S.619ff.).

Ausgangspunkt dieses Auflösungsprozesses ist das **Effizienzkriterium** der **Flexibilität**. Dieses ist die im Rahmen der Arbeit heranzuziehende Bezugsgröße, an der alle Effizienzüberlegungen auszurichten sind.

Dieses Effizienzkriterium ist in eine Reihe von **Effizienzindikatoren** zu überführen. Dazu verwenden wir zweckmäßigerweise die Voraussetzungen der Flexibilität (vgl. dazu auch 1.3.5), die jedoch im folgenden noch zu operationalisieren sind.

(1) Informative Umweltkopplung

Die Beurteilung einer Stromverbrauchsprognose muß allgemein bei dieser Voraussetzung der Flexibilität anhand der Fähigkeiten erfolgen,

- **relevante Wendepunkte** in der Entwicklung des Stromverbrauchs **zu identifizieren**[1] sowie
- mögliche **Anpassungsmaßnahmen mit** zukünftigen **Umweltentwicklungen informativ zu koppeln.**

Dabei sind **relevante Wendepunkte** in der Entwicklung des Stromverbrauchs solche - erwartete oder unerwartete - Änderungen im Stromverbrauch, welche die Zielerreichung des EVU gefährden.

Der zweite Punkt anhand dessen der Zusammenhang zwischen der Stromverbrauchsprognose und der informativen Umweltkopplung zu beurteilen ist, betrifft die Fähigkeit, **mögliche Anpassungsmaßnahmen mit zukünftigen Umweltentwicklungen informativ zu verknüpfen**. Wird beispielsweise der Stromverbrauch unter anderem als Funktion der Strompreise dargestellt und prognostiziert, so können Überlegungen angestellt werden, mit welchen preispolitischen Maßnahmen auf Veränderungen reagiert werden soll und wie sich diese (Anpassungs-) Maßnahmen auf den zukünftigen Stromverbrauch und damit auf die zukünftige Zielerreichung des EVU auswirken.

Da der größte Teil der Anpassungsmaßnahmen, die in einem EVU aus der Änderung des Stromverbrauchs notwendig werden, sich jedoch nicht auf den Stromverbrauch selber auswirken - zumindest bei einer **kurzfristigen Betrachtungsweise** -, ist dieser zweite Punkt für die Bewertung der Effizienz eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells **weniger relevant**.

---

[1] GEHMACHER (1971,S.48f.) unterscheidet in diesem Zusammenhang zwischen der Fähigkeit einer Prognose, einen bestimmten Wert innerhalb eines Wahrscheinlichkeitsintervalls zu treffen und der Fähigkeit, in einem Wahrscheinlichkeitsbereich alle denkbaren grundlegenden Innovationen und Umstrukturierungen zu erfassen - und deren Wahrscheinlichkeiten abzuschätzen (Diskontinuitätsanalyse); Gegenstand unserer Analyse ist nach dieser Unterscheidung der zweite Aspekt.

(2) Selektionsverstärkung

Zur **Bewertung selektionsverstärkender Wirkungen** ist zu analysieren, in welchem Maße mögliche **Ursachen für Veränderungen** im Modell einfließen, d.h. **im Modell verankert** sind, von diesem **identifiziert und aufgedeckt** werden können, und inwieweit die **Wirkungen möglicher Anpassungsmaßnahmen** in der Prognose Berücksichtigung finden.

(3) Ausreichende Varietät

Die allgemeine Bedeutung der Prognose für das Vorhandensein einer ausreichenden Varietät hatten wir vor allem darin gesehen, daß aufgrund einer Prognose der Varietät, die Bereitstellung zusätzlicher oder der Abbau überflüssiger Varietät erwogen werden kann (vgl. dazu 1.4). Im Falle einer Stromverbrauchsprognose ist dieses gewährleistet, wenn **Informationen** über "die Menge aller **denkbaren, zukünftigen Stromverbräuche**" geliefert werden. D.h., wenn aus der Prognose hervorgeht, welche Stromverbräuche möglich sind; welche Varietät damit bereitgestellt werden muß.

(4) Reaktionsschnelligkeit

Die Beurteilung einer (Stromverbrauchs-) Prognose in Bezug auf diese Voraussetzung der Flexibilität ist vor allem anhand zweier Indikatoren vorzunehmen. Zum einen ist die Zeitdauer heranzuziehen, die benötigt wird, relevante Wendepunkte in der Entwicklung des Stromverbrauchs aufzudecken. Indikator ist somit die Fähigkeit einer Prognose, die **Beobachtungszeit zu verkürzen**. Zum anderen ist der **Zeitaufwand für die Prognoseerstellung** als Indikator zu verwenden, da in diesem Zusammenhang z.T. erhebliche Unterschiede zwischen verschiedenen Prognosemodellen bestehen können, die erhebliche Auswirkungen auf die gesamte Reaktionsgeschwindigkeit haben können.

(5) Anpassungsbereitschaft

Vorteilhaft dürfte zum einen sein, wenn das Prognosemodell nur solche **Wendepunkte** in der Entwicklung des Stromverbrauchs abbildet, die **größere Bedeutung** für das EVU **besitzen**. Derartige Wendepunkte lösen eher eine Bereitschaft aus, Anpassungsmaßnahmen durchzuführen, weil der Änderung eine größere Glaubwürdigkeit und Bedeutung zugebilligt wird, als dieses bei einer Änderung der Fall ist, die etwa nur bei wenigen Kunden konstatiert werden kann[1].

Ferner wird die Anpassungsbereitschaft dadurch gefördert, daß die **Wirkungen möglicher Anpassungsmaßnahmen frühzeitig abgeschätzt werden können**. Dieses dürfte einen erheblich positiven Beitrag für die Anpassungsbereitschaft mit sich bringen.

---

[1] Vgl. hierzu auch LORSCH (1976,S.672), wonach oft bemerkt wurde, daß eine akute Krise zu der Einsicht führt, daß eine drastische Veränderung notwendig ist. Dieses bedeutet mit EPPINK (1979,S.63), daß "... een abrupte externe veranderung met zich brengt, dat de drempelwaarde ... lager is dan in de invoed von oen verandering langzamer en meergeleidelijk gevoleld wordt".

Als dritter Indikator kann die **Benutzerfreundlichkeit des Modells**[1] herangezogen werden. Denn je leichter der Modellaufbau nachvollzogen werden kann, je einfacher das Modell zu bedienen ist, je einfacher die Ergebnisse zu interpretieren sind u.a.m., um so eher ist ein Verwender der Prognoseergebnisse auch bereit, diese für (Anpassungs-) Entscheidungen zu verwenden. Die hinter dieser Argumentation stehende Hypothese lautet, daß Prognosen, deren Ergebnisse und deren Zustandekommen vom Benutzer kaum oder nur sehr schwer verstanden bzw. interpretiert werden können, kaum als Grundlage von Anpassungsentscheidungen verwendet werden. Da die Anpassungsnotwendigkeit nicht nachvollzogen werden kann, wird auch keine Anpassungsentscheidung getroffen[2].

5.2 Die Auswirkungen der strukturellen Gestaltung des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (Struktureffizienz)

Im folgenden wäre zu untersuchen, in welcher Beziehung die einzelnen (strukturellen) Gestaltungsdimensionen einer Stromverbrauchsprognose zu der Flexibilität eines EVU stehen. Formal müßten wir dabei an die in 3.1 genannten Gestaltungsdimensionen einer Stromverbrauchsprognose und den in 5.1 herausgearbeiteten Effizienzindikatoren anknüpfen. Da sich die **Effizienzforschung** im Bereich von Prognosen bzw. Prognosemodellen bislang jedoch fast ausschließlich auf die Ergebniseffizienz beschränkt hat, ist es kaum möglich, (theoretisch) fundierte Aussagen über die Struktur- und Prozeßeffizienz von Prognosemodellen abzugeben.

Um eine Vorstellung von der prinzipiell in diesem Zusammenhang einzuschlagenden Vorgehensweise zu vermitteln, sollen **exemplarisch das Prognoseverfahren** und **die Prognoseaussagen** unter Effizienzüberlegungen diskutiert werden. Das Prognoseverfahren wählen wir aus, da dieses den **wichtigsten Gestaltungsparameter** innerhalb einer (Stromverbrauchs-) Prognose darstellt. Darüber hinaus sind hierzu - ebenso wie zu den Prognoseaussagen - einige Effizienzüberlegungen in der Literatur angestellt worden, so daß zu diesen beiden Dimensionen der strukturellen Gestaltung eines (Stromverbrauchs-) Prognosemodells theoretisch fundierte Aussagen zu der Effizenz des gewählten Modells abgegeben werden können.

---

[1] BIRCHER (1976,S.186ff.) versteht darunter die Frage, ob es für den Benutzer einfach ist, die Prognoseergebnisse zu verstehen und zu interpretieren; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT (1978,S.7) und LEVENBACH/CLEARY (1984,S.27) fragen entsprechend nach der "easiness to understand and interpret the results".

[2] Vgl. hierzu auch die empirischen Ergebnisse zum Zusammenhang zwischen "awareness" und "satisfication" mit einem Prognoseverfahren auf der einen Seite sowie "Usage" (MENTZER/COX 1984, S.29ff.) bzw. "extent of influence of forecasts on company action" (SPARKES/MCHUGH 1984,S.38ff.) auf der anderen Seite.

5.2.1 Der Einfluß des Prognoseverfahrens auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens

Zunächst lösen wir uns von dem speziellen Problem der Stromverbrauchsprognosen und analysieren allgemein die Beziehungen zwischen bestimmten Prognoseverfahren und den einzelnen Voraussetzungen der Flexibilität. Erst in einem zweiten Schritt konkretisieren wir die im ersten Schritt abgeleiteten Ergebnisse für unsere spezielle Problematik und gehen ggf. auf Besonderheiten ein, die im Zusammenhang mit bestimmten Prognoseverfahren zur Stromverbrauchsvorhersage und der Flexibilität eines EVU auftreten. An dieser Stelle können auch erste Aussagen zur Effizienz des im gewählten Modell verankerten Prognoseverfahrens abgegeben werden.

(1) Der Einfluß des Prognoseverfahrens auf die Voraussetzungen der Flexibilität

(1.1) Informative Umweltkopplung

In der Literatur existieren eine Reihe vergleichender Darstellungen zu der Eignung von Prognoseverfahren, relevante Wendepunkte in Entwicklungen zu identifizieren. Die Übersicht 5.2-1 faßt die Ergebnisse der wichtigsten Gegenüberstellungen zusammen[1]. Obwohl die verschiedenen Autoren unterschiedliche Prognoseverfahren anhand unterschiedlicher Bewertungsmaßstäbe einordnen, kann als generelle Schlußfolgerung die **Überlegenheit kausaler Prognoseverfahren** zur **Identifikation relevanter Wendepunkte** konstatiert werden. Dabei sind vor allem die Regressionsanalyse und ökonometrische Modelle als spezielle Verfahren zu nennen, die in diesem Zusammenhang besonders geeignet erscheinen. Daneben eignen sich aber auch die Indikator-Methode, die Methoden der Marktforschung und in beschränktem Maße die autoregressiven Verfahren dazu, relevante Umweltveränderungen festzustellen. Da die letztendliche, flexibilitätsgerechte Auswahl eines Prognoseverfahrens offensichtlich von weiteren Voraussetzungen der Flexibilität abhängt, können wir an dieser Stelle keine endgültige Bewertung der Prognoseverfahren vornehmen.

Der zweite Punkt, anhand dessen der Beitrag eines bestimmten Prognoseverfahrens zur informativen Umweltkopplung bewertet werden muß, betrifft die Fähigkeit, **Aktionsvariablen mit exogenen Erwartungsvariablen zu verknüpfen** (vgl. dazu auch 5.1). Generell läßt sich zu den verschiedenen Gruppen von Prognoseverfahren festhalten, daß

- **intuitive Verfahren** eine Verknüpfung erlauben, ohne daß diese explizit gemacht werden muß[2];
- die **Verfahren der Zeitreihenanalyse** keine Verknüpfung erlauben;
- die **kausalen Verfahren** eine ausdrückliche Berücksichtigung interner Aktionsvariablen bei der Prognose exogener Erwartungsvariablen erlauben.

---

[1] Vgl. ferner hierzu MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT 1973,S.54 sowie HAHN 1974,S.38f.

[2] Als klassisches Beispiel kann in diesem Zusammenhang die Gap-Analyse (vgl. dazu z.B. WELGE 1985,S.317ff. und die dort genannte Literatur) angeführt werden.

	Autor / Prognoseverfahren	CHAMBERS/ MULLICK/ SMITH 1971, S.55ff.	TÖPFER 1976, S.191	HORVATH 1986, S.426ff.	MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT 1978,S.7	LEVENBACH/ CLEARY 1984, S.27
intuitive Verfahren	Delphi-Methode	mittel-gut	beschränkt	mittel-hoch	0	4
	Szenarien	-	-	gering	-	-
	Relevanzbaum	-	-	gering	0	-
	Historische Analogie	schlecht-mittel	nicht	gering-mittel	0	3
	Marktforschung	mittel-sehr gut	-	-	-	6
	Panelbefragung	schlecht-mittel	-	-	-	3
	Vision	schlecht	-	-	-	2
Verfahren der Zeitreihenanalyse	Trendextrapolation	schlecht	nicht	gering	3	1
	gleitende Durchschnitte	schlecht	nicht	gering	0	2
	Exponential Smoothing	schlecht	beschränkt	gering-mittel	0	2
	Autoregressive Verfahren	mittel	-	-	7 - 8	6
kausale Verfahren	Regressionsanalyse	sehr gut	beschränkt	sehr hoch	4	5
	Ökonometrische Modelle	exzellent	beschränkt	sehr hoch	6	7
	Input-Output-Modelle	mittel	beschränkt	mittel	0	0
	Lebenszyklusanalyse	schlecht-gut	nicht	gering-mittel	0	-
	Indikatormethode	gut	beschränkt	-	5	5
	Simulationsmodelle	-	beschränkt	-	-	-

Übersicht 5.2-1: Vergleich ausgewählter Prognoseverfahren im Hinblick auf ihre Eignung zur Identifikation relevanter Wendepunkte in Entwicklungen[1]

[1] MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT (1978,S.7) bewerten die Genauigkeit zur "predicting turning points" anhand einer Skala von 0 bis10, wobei 0 die geringste und 10 die größte Genauigkeit widerspiegelt. LEVENBACH/CLEARY leiten ihre Bewertung von den Ergebnissen bei CHAMBERS/MULLICK/SMITH sowie MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT nach subjektiven Überlegungen ab und bedienen sich dabei der Skalierung von MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT.

Damit scheiden in diesem Zusammenhang nur die Verfahren der Zeitreihenanalyse aus. Diese berücksichtigen die Zeit als einzig erklärende Variable. Daher können sie nicht die Wirkungen von Anpassungsmaßnahmen widerspiegeln.

(1.2) Selektionsverstärkung

Die Ausführungen im vorherigen Abschnitt haben bereits den Zusammenhang zwischen den Prognoseverfahren und der Möglichkeit einer Selektionsverstärkung vorweggenommen: es bieten sich vor allem **kausale Verfahren** an, da die Verfahren der Zeitreihenanalyse die Wirkungen von Anpassungsmaßnahmen nicht abbilden können und die intuitiven Verfahren zwar die Berücksichtigung der Wirkungen von Anpassungsmaßnahmen ermöglichen, jedoch die Gründe für Wendepunkte im Stromverbrauch nicht aufdecken können.

(1.3) Ausreichende Varietät

Das Prognoseverfahren hat keinen direkten Einfluß auf die Bereitstellung einer ausreichenden Varietät von seiten des EVU. Grundsätzlich muß es nur möglich sein, mit Hilfe des gewählten Prognoseverfahrens eine Intervallprognose zu erstellen, da hierdurch "die Menge aller denkbaren, zukünftigen Stromverbräuche" bestimmt werden kann. Dieses ist prinzipiell bei allen Prognoseverfahren möglich, auch wenn sich in diesem Zusammenhang bestimmte Verfahren, wie die Regressionsanalyse oder Simulationsmodelle aufdrängen (vgl. hierzu auch TÖPFER 1976,S.191).

(1.4) Reaktionsschnelligkeit

Bei der Beurteilung verschiedener Prognoseverfahren bezüglich ihrer **Fähigkeit, die Beobachtungszeit zu verkürzen**, steht man vor einem Dilemma: die Fähigkeit eines Prognoseverfahrens, relevante Wendepunkte in der Entwicklung des Stromverbrauchs zu identifizieren, variiert in Abhängigkeit vom Prognosezeitraum (vgl. dazu auch FRANCO 1973,S.383ff.). Betrachten wir diejenigen Verfahren genauer, denen wir eine gute, sehr gute oder exzellente Eignung zur Identifikation relevanter Wendepunkte zugesprochen haben (vgl. dazu die Übersicht 5.1-1) näher, so kann der in Abbildung 5.1-1 visualisierte Zusammenhang unterstellt werden. Da aufgrund der Problemstellung eine Stromverbrauchsprognosemodell erstellt werden soll, das aus kurzfristigen Daten langfristig wirksame Wendepunkte identifizieren kann, ist der **Regressionsanalyse** und **ökonometrischen Modellen** der Vorzug zu geben. Diese Verfahren weisen die höchste Eignung auf, bei kurz- und mittelfristigen Prognosen relevante Wendepunkte zu identifizieren.

Im Rahmen einer kurz- und mittelfristigen Prognose kann der **Zeitaufwand**, der **für die Prognoseerstellung** benötigt wird, u.U. einen ganz beträchtlichen Teil der gesamten Beobachtungszeit beanspruchen. Auch wenn über den Zeitbedarf, der zur Prognoseerstellung benötigt wird, nur Tendenzaussagen abgegeben werden können (vgl. dazu CHAMBERS/MULLICK/SMITH 1971,S.45ff.; BIRCHER 1976,S.186ff; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT 1978,S.7; LEVENBACH/CLEARY 1984,S.27; HÜTTNER 1986,

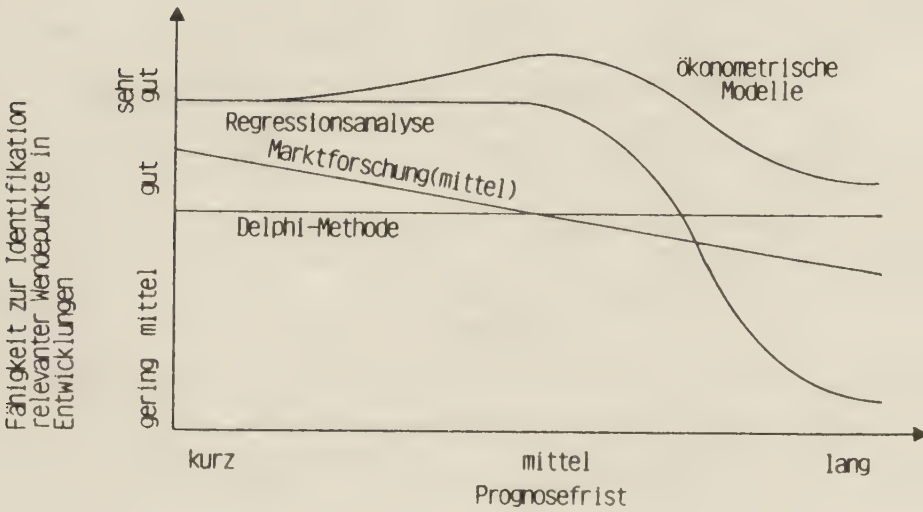


Abb.5.2-1: Fähigkeit der Prognoseverfahren zur Identifikation von Wendepunkten in Abhängigkeit von der Prognosefrist[1]

S.281ff.), lassen sich dennoch für die vier näher zu untersuchenden Prognoseverfahren wichtige Schlußfolgerungen ziehen (vgl. auch Übersicht 5.2-2). Dazu muß jedoch zunächst darauf hingewiesen werden, daß die angegebenen Zeiten bei CHAMBERS/MULLICK/SMITH für eine einmalige Prognose gelten[2].

Für eine Wiederholung der Prognose - etwa für die nächste Periode - können sich die angegebenen Zeiträume z.T. erheblich verkürzen. Dieses gilt etwa für die kausalen Verfahren, bei denen die Erstellung eines Prognosemodells zwar erheblichen Zeitaufwand mit sich bringt, deren spätere Anwendung aber i.d.R. nur einen Bruchteil der o.g. Zeit in Anspruch nimmt. Die intuitiven Prognoseverfahren - Delphi-Methode und Marktforschung - benötigen dagegen immer die angegebenen Zeiten, da beide Verfahren auf relativ zeitintensiven Meinungsbefragungen basieren.

---

[1] Zur Ableitung dieser Kurven wurde die allgemeine Fähigkeit eines Prognoseverfahrens zur Identifikation relevanter Wendepunkte mit der Prognosegüte bei unterschiedlichen Prognosefristen (vgl. dazu insbesondere HÜTTNER 1986,S.281ff. sowie ferner CHAMBERS/MULLICK/SMITH 1971,S.45ff; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT 1978,S.7; LEVENBACH/CLEARY 1984,S.27; HORVATH 1986,S.426ff.) kombiniert.

[2] Im Gegensatz dazu beurteilen MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT und LEVENBACH/CLEARY etwas unpräzise "time required to obtain forecast".

Autor / Prognoseverfahren	CHAMBERS/ MULLICK/ SMITH 1971, S.45ff.	BIRCHER 1976, S.186ff.	MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT 1978,S.7	LEVENBACH/ CLEARY 1984,S.27	HÜTTNER 1986, S.284f.
Delphi-Methode	2 Monate u. mehr	mittel	7	4	hoch
Marktforschung	3 Monate u. mehr	-	-	8	hoch
Regressionsanalyse	hängt von der Möglichkeit ab, die Beziehungen zu identifizieren	mittel	2.5 - 6	6	mittel
Ökonometrische Modelle	2 Monate u. mehr	hoch	9	9	hoch

Übersicht 5.2-2: Zeitbedarf zur Erstellung einer Prognose im Rahmen ausgewählter Prognoseverfahren

(1.5) Anpassungsbereitschaft

Um den Einfluß eines (Stromverbrauchs-) Prognosemodells auf die Anpassungsbereitschaft zu bestimmen, ist die **Benutzerfreundlichkeit** verschiedener Prognoseverfahren zu beurteilen. Aufgrund der Einschätzungen (vgl. auch Übersicht 5.1-3) müssen ökonometrische Modelle, die bzgl. der bisher erörterten Voraussetzungen der Flexibilität sehr positiv bewertet wurden, vorsichtiger betrachtet werden[1].

Diese Bewertung spiegelt sich auch in Aussagen wider, die einen möglichst **einfachen Aufbau von Prognosen** postulieren, damit diese um so leichter angepaßt werden können. ROTHSCHILD (1969,S.145) weist in diesem Zusammenhang auf die Schwerfälligkeit größerer Modelle hin, die es oft verhindern, bei Fehlprognosen die Ursache zu lokalisieren; dagegen "(lassen) die weniger vollkommenen aber flexiblen Einzelprognosen ... die Ursachen für Fehlprognosen häufig rascher erkennen" (ROTHSCHILD 1969,S.145). Ähnlich argumentiert VAJNA (1977, S.186) für die intuitiven Prognoseverfahren, die nach seiner Ansicht eine unbestreitbar größere Flexibilität aufweisen. U.E. kann jedoch eine derartige, allein auf die Flexibilität der Prognose gerichtete Sichtweise, zu Fehlurteilen führen. Die Tatsache, daß eine Prognose leicht angepaßt werden kann, fördert u.E. lediglich in hohem Maße die Anpassungsbereitschaft und bedeutet jedoch nicht, daß hierdurch die Flexibilität insgesamt optimal gefördert wird.

[1] Vgl. ferner hierzu LEWANDOWSKI 1983,S.418f.

Prognose-verfahren	Autor	BIRCHER 1976, S.186ff.	MAKRIDAKIS/ WHEELWRIGHT 1978,S.7	LEVENBACH/ CLEARY 1984,S.27
Verfahren der Zeitreihenanalyse	Trend-extrapolation	einfach	9 - 10	8
	Exponential Smoothing	-	9	7
	Autoregressive Verfahren	-	4 - 7	5
kausale Verfahren	Regression (einfache)	einfach/ mittel	3	8
	Regression (multiple)	mittel	6	
	Ökonometrische Modelle	schwierig	3	4
	Lebenszyklus-Analyse	einfach	8	-
	Input-Output Analyse	schwierig	3	3
intuitive Verfahren	Delphi-Methode	einfach	8	8
	Historische Analogie	sehr einfach	9	9
	Relevanzbaum	einfach	8	-
	Szenarios	mittel	-	-

Übersicht 5.2-3: Benutzerfreundlichkeit ausgewählter Prognoseverfahren

(2) Der Einfluß des Stromverbrauchsprognoseverfahrens auf die Flexibilität eines EVU

Betrachten wir zunächst die drei grundsätzlichen Ansätze zu einer Stromverbrauchsprognose, so sind die **Verfahren der Zeitreihenanalyse** unter Flexibilitätsüberlegungen abzulehnen. Insbesondere mangelt es den Verfahren an einer informativen Umweltkopplung, da die Zeit als einzig erklärende Variable in die Prognose einfließt. Daher kann von diesen Verfahren keine Selektionsverstärkung bei der Auswahl potentieller Anpassungsmaßnahmen ausgehen und nicht die Bereitstellung

einer ausreichenden Varietät in dem Maße gefördert werden, wie dieses bei den anderen Verfahrensgruppen möglich ist. Die geringen Anforderungen und der geringe Zeitbedarf zur Erstellung einer Stromverbrauchsprognose mit Hilfe von Verfahren der Zeitreihenanalyse weisen jedoch auf eine fördernde Wirkung bzgl. der Anpassungsbereitschaft und einer Verkürzung der Reaktionszeit hin. Aus diesem Grund sind die Verfahren der Zeitreihenanalyse, insbesondere autoadaptive Verfahren (vgl. dazu z.B. WEDEKIND 1966,S.175ff.; LEWANDOWSKI 1974, S.30ff. und 119ff.; BEDNAR/HASENAUER 1977,S.422ff.; GRIESE/ECKARDT 1981, S.125ff.) auch für eine sehr kurzfristige Stromverbrauchsprognose als ideal anzusehen. Denn bei den dabei auftretenden Flexibilitätsproblemen dominieren die beiden o.g. Voraussetzungen der Flexibilität. Für unsere Problemstellung sind Verfahren der Zeitreihen analyse jedoch abzulehnen[1].

Die beiden anderen Gruppen von Ansätzen zu einer Stromverbrauchsprognose sind in das allgemeine Schema der Prognoseverfahren nicht ganz eindeutig einzuordnen. Tendenziell lassen sich die Endverbrauchsmodelle den Methoden der Marktforschung, die (makro-) ökonometrischen Modelle der Regressionsanalyse und (natürlich) den ökonometrischen Modellen zuordnen.

Die **Endverbrauchsmodelle** basieren i.d.R. auf Methoden der Marktforschung, da im Rahmen dieser Modelle Befragungen bei den entsprechenden Endverbrauchern durchzuführen sind, um an die notwendigen Daten zu gelangen[2]. Aufgrund des damit verbundenen Zeitbedarfs, sind Endverbrauchsmodelle unter (kurzfristigen) Flexibilitätsüberlegungen ebenfalls abzulehnen: "these models are designed to react slowly to sudden ... changes in environment" (HUSS 1984,S.100). Neben dem hier angeführten Argument einer geringen Reaktionsschnelligkeit ist ferner darauf hinzuweisen, daß Endverbrauchsmodelle bislang lediglich für Haushalte und - mit Einschränkungen - für das Gewerbe vorliegen. Als eine notwendige Voraussetzung für eine flexibilitätsgerechte Stromverbrauchsprognose ist jedoch die Erfassung aller Kunden anzusehen.

Damit bleiben (makro-) **ökonometrische Modelle** als das unter (kurzfristigen) Flexibilitätsüberlegungen adäquate Stromverbrauchsprognoseverfahren übrig. Dieses leitet sich u.a. auch aus der allgemeinen Diskussion zum Einfluß des Prognoseverfahrens auf die Flexibilität ab (vgl. dazu Punkt (1)). Zu einem identischen Ergebnis gelangt auch EINHORN (1981,S.7), der für die kontinuierliche Stromverbrauchsprognose ökonometrische Modelle als "... flexible general analytical and forecasting technique" einstuft (vgl. dazu auch CHANG 1984,S.3). Als Hauptgründe für diese Einschätzung führt EINHORN (1981,S.6f.) an:

---

[1] Es sei noch einmal explizit darauf hingewiesen, daß hiermit die Verfahren der Zeitreihenanalyse, wie etwa auch die der autoadaptiven Methoden, an dieser Stelle nur aufgrund mangelhafter Strukturineffizienz, nicht aber aufgrund fehlender Ergebniseffizienz von uns abgelehnt werden.

[2] Zu dem damit verbundenen besonderen Datenproblem und dessen Wirkungen auf die Prognose vgl. insbesondere SWANSON 1986,S.149ff.

- an econometric model can identify the impact of exogenous variables;
- an econometric model can explore long-run variations in component load-shapes;
- an econometric model can also investigate important short-run concerns.

Damit muß das von uns **gewählte Stromverbrauchsprognoseverfahren** als **effizient** bezeichnet werden, wobei als zusätzliche (funktionale) Wirkung in Anlehnung an EINHORN die simultane Berücksichtigung kurz- und langfristiger Veränderungen hervorzuheben ist; d.h., das im Modell verankerte Prognoseverfahren ist in besonderem Maße in der Lage, aus kurzfristigen Veränderungen langfristig wirksame Tendenzen abzuleiten.

5.2.2 Der Einfluß der Prognoseaussagen auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens

Bei der Frage, wie sich die Gestaltung der Prognoseaussagen auf die Flexibilität eines EVU auswirkt, ist dem **Kriterium der Bedingtheit** bzw. der Unterscheidung in eine **Punkt**- und **Intervallprognose** besondere Aufmerksamkeit entgegen zu bringen.

(1) Informative Umweltkopplung

Mit **zunehmender Bedingtheit einer Prognose** nimmt deren informative Umweltkopplung zu. Da die Prognoseaussagen vom Eintritt zukünftiger (Umwelt-) Entwicklungen abhängig gemacht werden, weist eine derart formulierte Stromverbrauchsprognose in zweierlei Art und Weise auf relevante Wendepunkte im Stromverbrauch hin:

- Die explizite Einbeziehung bestimmter Bedingungen in die Stromverbrauchsprognose hat zur Folge, daß Veränderungen in den Größen, welche diese Bedingungen determinieren (Störungen), simultan in der Stromverbrauchsprognose berücksichtigt werden;
- Ferner weist eine bedingt formulierte Prognose auf einen eventuell notwendigen Anpassungsbedarf hin, der entsteht, wenn die der Prognose zugrundeliegenden Bedingungen nicht eintreten.

Wesentlich gesteigert werden kann die informative Umweltkopplung einer bedingt formulierten Stromverbrauchsprognose noch durch die Aufstellung einer **Intervallprognose**. Dadurch wird für verschiedene, als möglich erachtete Bedingungskonstellationen der Stromverbrauch prognostiziert. Dieses bewirkt, daß die Veränderungen (Störungen) in einer bestimmten Bedingungsgröße bereits explizit bei der Prognoseaufstellung mitberücksichtigt werden.

Eine bedingt formulierte **Punktprognose** muß dagegen als weniger effizient eingestuft werden, da nur eine einzige Bedingungskonstellation explizit bei der Prognoseaufstellung beachtet wird.

Diesen Zusammenhang zwischen dem Kriterium der Bedingtheit, der Abgabe einer Punkt- bzw. einer Intervallprognose und der informativen Umweltkopplung - hier verstanden als die Fähigkeit, relevante Wende-

punkte in der Entwicklung des Stromverbrauchs zu identifizieren - wollen wir anhand eines **Beispiels** vertiefen.

In unserem Beispiel wollen wir von einer jährlichen Stromverbrauchsprognose ausgehen. Die Prognosefrist beträgt 2 Jahre. Im Falle einer deterministischen Prognose möge sich folgendes in Abb.5.2-2 visualisierte Bild ergeben.

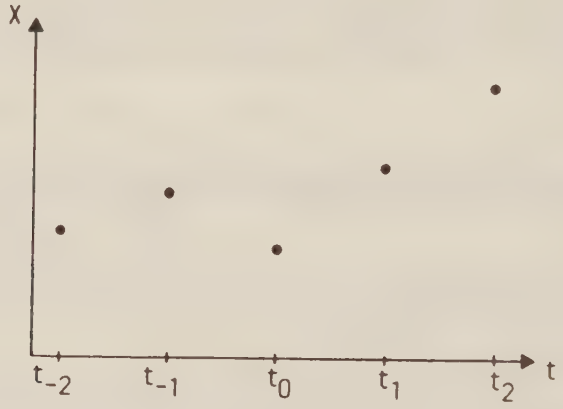


Abb.5.2-2: Beispielhafte (Stromverbrauchs-) Punktprognose zur Verdeutlichung der Effizienz der Prognoseaussagen

Daraus ensteht ein Anpassungsbedarf von $X(t_1) - X(t_0)$ in t_1 und von $X(t_2) - X(t_1)$ in t_2. Dieser Anpassungsbedarf besteht aber tatsächlich in den angegebenen Maßen nur dann, wenn die ex- oder implizit in den Prognosen enthaltenen Bedingungen eintreffen. Beispielsweise möge in unserer Stromverbrauchsprognose ein Wirtschaftswachstum von 3% und die Temperaturen eines Normaljahres unterstellt werden. Anpassungserfordernisse, welche sich durch den Nichteintritt dieser Bedingungen ergeben, können mit Hilfe einer deterministischen Prognose nicht erfaßt werden. Wird die Prognose dagegen als Intervallaussage formuliert, so steigt die informative Umweltkopplung an (vgl. auch Abb.5.2-3).

Durch Angabe von Prognoseintervallen - hier zunächst verteilungsfrei formuliert - wird zusätzlicher, eventuell erforderlicher Anpassungsbedarf offensichtlich. Um in t_1 auf alle möglichen Umweltentwicklungen zu reagieren, müßte sich das EVU mit $X(t_1)^{max} - X(t_0)$ anpassen. Nehmen wir an, daß die dargestellten Prognoseintervalle aufgrund der möglichen Temperaturen zustandekommen, so wird offensichtlich, daß dieser maximale Anpassungsbedarf i.d.R. nicht benötigt wird. Die Konsequenz hieraus lautet, eine zweifache Flexibilitätsstrategie zu verfolgen. Zum einen wird Flexibilität für den wahrscheinlichsten Fall in fixer Höhe bereitgestellt; dieses betrifft die Differenz

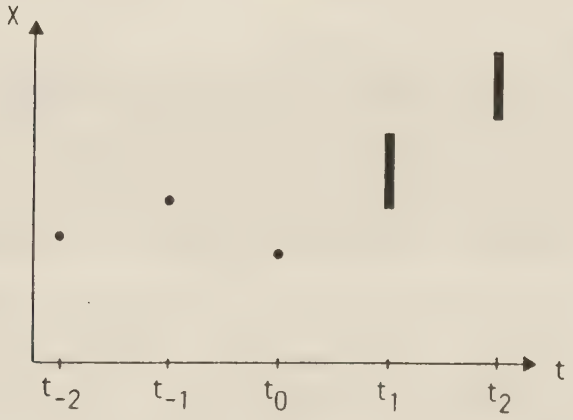


Abb.5.2-3: Beispielhafte (Stromverbrauchs-) Intervallprognose zur Verdeutlichung der Effizienz der Prognoseaussagen

$X(t_1) - X(t_0)$. Zusätzlich muß die Möglichkeit eröffnet werden, in t_1 kurzfristig zwischen $X(t_1)^{max}$ und $X(t_1)$ zu variieren. Um derartige Flexibilitätsstrategien verfolgen zu können, werden aber offensichtlich Intervallprognosen benötigt, da nur diese die notwendigen Informationen liefern, wie gerade gezeigt wurde. Noch informativer ist natürlich die Angabe von Eintrittswahrscheinlichkeiten. Hierdurch erhält das EVU die Möglichkeit, eine auf das Eintreten von Bedingungen qualitativ abgestimmte Flexibilität bereitzustellen.

(2) Selektionsverstärkung

Die Bedingtheit einer Stromverbrauchsprognose kann selektionsverstärkend wirken, wenn die **Bedingungen**, von deren Eintritt ein bestimmter Stromverbrauch abhängig ist, vom EVU **selbst beeinflußt** werden können. Eine unbedingt formulierte Stromverbrauchsprognose impliziert hingegen, daß gar keine Anpassungsmaßnahmen zur Beeinflussung des Stromverbrauchs existieren.

(3) Ausreichende Varietät

Durch die Angabe von Prognoseintervallen kann eine Stromverbrauchsprognose dazu herangezogen werden, die notwendige Varietät, die bereitgestellt werden muß, zu bestimmen. So benötigt ein EVU Stromerzeugungskapazitäten, die kurzfristig die stündlichen und saisonalbedingten Stromverbrauchsschwankungen ausgleichen können. D.h., diese Anlagen müssen über eine ausreichende Varietät verfügen. Langfristigen Änderungen im Stromverbrauch muß dagegen über den Abbau von Kraftwerken oder deren Neubau begegnet werden. Eine Punktprognose erlaubt nicht, diese unterschiedlichen Flexibilitätsarten herauszu-

arbeiten (vgl. dazu auch Abb.5.2-2 und 5.2-3). Eine solche Stromverbrauchsprognose induziert nur einen einzigen (interperiodalen) Anpassungsbedarf und vernachlässigt vollständig den intraperiodalen Anpassungsbedarf.

(4) Reaktionsschnelligkeit

Eine als **Intervallprognose** formulierte Stromverbrauchsprognose erlaubt eine **Verkürzung der Beobachtungszeit**, wenn die Prognoseintervalle explizit die Bedingungen widerspiegeln. Wird beispielsweise eine Stromverbrauchsprognose für alternative Wachstumsraten der Wirtschaft berechnet, so können bereits erste frühe Anzeichen des Eintritts einer dieser wirtschaftlichen Entwicklungen dazu herangezogen werden, die entsprechende (Eventual-) Prognose aufzustellen und darauf abgestimmte Anpassungsmaßnahmen auszulösen.

Im Hinblick auf den **Zeitbedarf**, der mit einer **Prognoseerstellung** bei einer Punkt- bzw. einer Intervallprognose verbunden ist, können keine allgemeinen Aussagen abgegeben werden, so daß u.E. insgesamt die Vorteile überwiegen, die sich aus einer Verkürzung der Beobachtungszeiten ergeben; demzufolge ist eine Intervallprognose unter zeitlichen Aspekten zu präferieren.

(5) Anpassungsbereitschaft

Die Existenz eines Prognoseintervalls besitzt sowohl **anpassungsfördernde** als auch **anpassungshemmende Bedeutung**. Einerseits führt ein Prognoseintervall explizit die Notwendigkeit zur Flexibilität vor Augen. Der Prognosebenutzer sieht, daß alternative Entwicklungen möglich sind, an die man sich anzupassen hat. Andererseits zeigt eine Punktprognose deutlicher die Unabänderlichkeit zur Anpassung. Während bei einer Intervallprognose eventuell auch Entwicklungen abgelesen werden können, die zu keiner Anpassung führen, ist bei der Punktprognose eine Anpassung "ohne wenn und aber" ausgewiesen.

Generell zeigen die vorstehenden Ausführungen unter **Flexibilitätsüberlegungen** eine deutliche **Überlegenheit der Intervallprognose** gegenüber der Punktprognose (vgl. dazu auch WILDE 1982, S.928). Wichtig ist dabei, daß die Intervalle durch Eintrittsbedingungen näher spezifiziert werden. Erst hierdurch geht etwa eine selektionsverstärkende Wirkung von den Prognoseergebnissen aus[1]. Insofern ist unser Modell auch im Hinblick auf diesen Gestaltungsparameter als effizient einzustufen.

Das zweite Element bei der Gestaltung der Prognoseaussagen, das **Kriterium der Aussageart**, wollen wir nur kurz ansprechen. Auch wenn Stromverbrauchsprognosen generell qualitativ und quantitativ formuliert werden können, ist die quantitative Formulierung doch der Regelfall. Insbesondere im Rahmen unserer Problemstellung, die eine Involvierung kurzfristiger Aspekte impliziert, wird jede Stromver-

---

[1] "Given a look at potential outcomes of various assumptions, decision-makers can then choose alternatives based on expected results. But more importantly, decisions can be made retaining flexibility to make acceptable outcomes possible even if the chosen path is the wrong one" (WOMELDORFF 1980,S.1047).

brauchsprognose quantifiziert werden. Erst hierdurch ist eine wirklich gezielte Bereitstellung von Flexibilität möglich.

5.3 Die Auswirkungen der prozessualen Gestaltung des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (Prozeßeffizienz)

Der im gewählten Modell verankerte **Prognoseprozeß** zeichnet sich durch die extensive Berücksichtigung von Kontrollen aus. Da aus diesen wesentliche Implikationen für die Flexibilität eines EVU hervorgehen, wollen wir uns bei der Analyse der Prozeßeffizienz auf die **Kontrollmöglichkeiten** konzentrieren. Dabei ist eine

- Prämissen-,
- Fortschritts-,
- Prognosesystem- und
- Realisationskontrolle

zu unterscheiden. Um zu Effizienzaussagen in diesem Zusammenhang gelangen zu können, werden die im Modell implementierten Kontrollmöglichkeiten mit der grundlegend entgegensetzlichen Alternative, daß keine entsprechende Kontrolle vorgenommen wird, einem **fiktiven Vergleich** unterzogen.

(1) Prämissenkontrolle

Im Rahmen einer **Prämissenkontrolle** (vgl. dazu z.B. WILD 1982,S.44f.; KIRSCH 1975,S.46f.; TÖPFER 1976,S.84; PFOHL 1981,S.60f.) sind die bei der Prognoseerstellung unterstellten Prognosegrundlagen zu überprüfen. Prognosen können einfach deshalb falsch sein, weil Bedingungen, die bei der Prognose zugrundegelegt worden sind, nicht eingetroffen sind. Dabei ist zwischen explizit formulierten Prämissen und implizit in die Prognose eingehenden Prämissen zu differenzieren.

In dem von uns gewählten Stromverbrauchsprognosemodell gehen die konjunkturelle Entwicklung und die Tagesmitteltemperatur (über die Heizgradtage) als **explizit** formulierte **Prämissen** in das Modell ein.

Die zentrale **implizite Prämisse** von Prognosemodellen ist die Zeitstabilitätshypothese. Diese besagt im Kern, daß "... das Ursachensystem, das die in der Vergangenheit beobachteten Sachverhalte 'produziert' hat, sich zumindest bis zu dem Zeitpunkt, auf den sich die Prognose bezieht, nicht wesentlich ändern wird" (WILD 1982,S.93). Da wir unter einer Prognose eine auf der Vergangenheit aufbauende Aussage über zukünftige Sachverhalte verstehen (vgl. dazu 1.4), muß jede derart verstandene Prognose in diesem Sinne mehr oder weniger stark auf der Zeitstabilitätshypothese aufbauen. Dieses schlägt sich darin nieder, daß ein auf der Vergangenheit aufbauendes Erklärungsmodell zur Prognose verwendet wird. Eine Prämissenkontrolle, welche die Zeitstabilitätshypothese zum Gegenstand der Betrachtung hat, muß sich daher auf die Kontrolle des Erklärungs- bzw. des Prognosemodells beziehen. Diese Kontrolle wollen wir unter den Begriff der (Prognose-) Systemkontrolle subsumieren (vgl. dazu (3)). Wir wollen uns daher im folgenden ausschließlich mit der Kontrolle explizit

formulierter Prämissen befassen und deren Wirkung auf die Flexibilität eines EVU analysieren.

Die **Hauptwirkung** einer Prämissenkontrolle besteht darin, daß eine erhöhte informative Umweltkopplung und eine Selektionsverstärkung erfolgen. Es wird möglich, zwischen Umweltveränderungen zu unterscheiden, die eine Anpassung erfordern, und solchen, die keine Anpassungsmaßnahmen erfordern. Wird beispielsweise im Rahmen der Prämissenkontrolle festgestellt, daß durch einen gegenüber einem Normaljahr rückläufigen Temperaturverlauf ein über die Prognose hinausgehender Stromverbrauch zu beobachten ist, so löst dieses keine zusätzlichen Anpassungsmaßnahmen aus. Ist dagegen ein erhöhter Stromverbrauch zu konstatieren, der weder auf temperaturbedingte noch auf kurzfristige konjunkturelle Schwankungen zurückgeführt werden kann, so resultiert hieraus eine eventuelle Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten für die Zukunft. Das EVU muß sich anpassen.

Diese Ausführungen machen aber deutlich, daß eine isoliert durchgeführte Prämissenkontrolle wenig sinnvoll ist. **Nicht** die **Prämissenänderung** selber, **sondern** deren **Auswirkungen auf** die zu prognostizierende Größe, hier also den **Stromverbrauch**, ist zu kontrollieren. Erst dadurch können ein eventuell vorhandener Anpassungsbedarf festgestellt und Reaktionsmaßnahmen ausgelöst werden.

(2) Fortschrittskontrolle

Im Rahmen der **Fortschrittskontrolle** (vgl. dazu z.B. WILD 1982,S.44; TÖPFER 1976,S.84; PFOHL 1981,S.60) wird die schrittweise Realisierung einer Prognose im Zeitablauf kontrolliert. In dem von uns gewählten Stromverbrauchsprognosemodell wird die Gesamtprognose für ein Jahr erstellt. Die Fortschrittskontrolle überwacht monatlich, inwieweit sich diese Jahresprognose ändert. Dazu wird rollierend vom jeweiligen Monat bis zum Jahresende eine neue Prognose erstellt (vgl. Abb.5.3-1), wobei bei der neuen Prognose die durch die Prämissenkontrolle aufgedeckten Abweichungen berücksichtigt werden.

Für die **Flexibilität eines EVU** besitzt diese Vorgehensweise **erhebliche Implikationen**. Da bereits frühzeitig ein geringerer Fortschritt im Stromverbrauch als prognostiziert festgestellt wird, können entsprechende Anpassungsmaßnahmen ebenfalls bereits sehr frühzeitig ergriffen werden. Beispielsweise ermöglicht eine Fortschrittskontrolle die frühzeitige Anpassung der Erlösplanung und aller anderen auf der Absatzplanung basierenden Größen (vgl. dazu auch 2.2.1).

(3) (Prognose-) Systemkontrolle

Eine (Prognose-) **Systemkontrolle** (vgl. dazu auch MAUNE 1980,S.46ff.) hat das verwendete Prognosesystem zu kontrollieren. Generell bezieht sich dieser Kontrolltyp damit auf die gesamten zur Verfügung stehenden Gestaltungsparameter eines Prognosesystems. Einer derartig weiten Auffassung der (Prognose-) Systemkontrolle wollen wir hier nicht folgen. Auch wenn das gewählte Modell zweifelsohne einer Kontrolle bedarf, wollen wir diesen Aspekt nicht weiter vertiefen. Eine (Prognose-) Systemkontrolle in diesem Sinne ist eher in sehr großen Zeitabständen durchzuführen. Für unsere Betrachtungen wollen wir die (Prognose-) Systemkontrolle auf einen anderen Aspekt beschränken. Dieser betrifft die konkrete Formulierung des Prognosemodells, die

	Jan	Feb	Mär	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Vorjahr	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++
Januar	---	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++
Februar	---	---	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++
März	---	---	---	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++
April	---	---	---	---	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++
Mai	---	---	---	---	---	+++	+++	+++	+++	+++	+++	+++
Juni	---	---	---	---	---	---	+++	+++	+++	+++	+++	+++
Juli	---	---	---	---	---	---	---	+++	+++	+++	+++	+++
August	---	---	---	---	---	---	---	---	+++	+++	+++	+++
September	---	---	---	---	---	---	---	---	---	+++	+++	+++
Oktober	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	+++	+++
November	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	+++
Dezember	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

+++ Monatsprognose

--- Ist-Werte eines Monats

Abb.5.3-1: Rollierende Monatsprognose als Basis einer Fortschrittskontrolle

Regressionskoeffizienten der zur Prognose verwendeten Regressionsmodelle.

Die zur Prognose letztendlich **verwendeten Regressionsmodelle** werden mit Hilfe einer multiplen Regressionsanalyse, die für einen bestimmten Basiszeitraum in der Vergangenheit durchgeführt wird, aufgestellt. Da die Zeitstabilitätshypothese immer nur für einen begrenzten Zeitraum Gültigkeit besitzt, werden zweckmäßigerweise die aktuellsten zur Verfügung stehenden Daten für die Regressionsanalyse verwendet. Das gewählte Stromverbrauchsprognosemodell gewährleistet aufgrund seines adaptiven Charakters, daß die jeweils aktuellsten Daten zur Quantifizierung des Regressionsmodells und damit auch zur Prognose verwendet werden können. Eine (Prognose-) Systemkontrolle erfolgt in diesem Zusammenhang innerhalb der Abweichungsanalyse (vgl. dazu ausführlich 4.4.2). Der Vergleich zweier, zu verschiedenen Zeitpunkten erstellter Regressionsmodelle erlaubt es, strukturelle Änderungen und Verhaltensänderungen zu identifizieren (vgl. dazu auch CHOW 1960, S.591ff.; SCHNEEBERGER 1981,S.133ff.). Diese erfordern vom EVU besondere Aufmerksamkeit, da sie längerfristiger Natur sein können, diskontinuierlich auftreten können und u.U. erhebliche Bedeutung für den gesamten Stromverbrauch besitzen. Eine (Prognose-) Systemkontrolle in dem hier diskutierten Sinne kann deshalb ganz erheblich zur Erhöhung der Flexibilität in einem EVU beitragen, indem langfristig relevante Stromverbrauchsänderungen und

damit eventuell einhergehende Anpassungserfordernisse sehr frühzeitig identifiziert werden.

Ein gewichtiger **Nachteil** aller bisher genannten **Kontrollen** beruht auf dem sog. "Dilemma der Kontrolle". Dieses bezieht sich ursprünglich auf die Prämissenkontrolle und besagt, daß die "laufende Kritik der Planungsprämissen ... sehr leicht dazu (führt), daß sich das Commitment hinter dem Plan verflüchtigt" (KIRSCH 1975,S.47). Generell beruht das **Dilemma der Kontrolle** auf dem Gedanken, daß das ständige Revidieren eines Plans bzw. einer Prognose zu einem halbherzigen Commitment bei den für die Implementierung des Plans bzw. der Weiterverwendung der Prognose verantwortlichen Stellen führt (vgl. auch MUNARI/NAUMANN 1984,S.379). Alle drei bisher erörterten Kontrollen - Prämissen-, Fortschritts- und Systemkontrolle - führen u.U. zu einem solchen ständigen Revidieren. Das daraus resultierende mangelnde Commitment wird sich auch negativ auf die Flexibilität auswirken. Ein ständiges Revidieren der Prognosewerte ist für die Anpassungsbereitschaft nicht förderlich. Derjenige, der für Anpassungsentscheidungen, die auf Prognosewerte beruhen, verantwortlich ist, wird sich fragen, ob er nicht zum "Spielball" eines komplexen Modells wird (vgl. dazu auch ESTES 1956,S.15). Die Anpassungsentscheidungen, die er trifft, beruhen nur noch auf nicht nachvollziehbaren Ergebniskorrekturen eines Modells.

Trotz dieses nicht zu vernachlässigenden Nachteils sind u.E. die **Wirkungen** der drei genannten **Kontrollen auf die Flexibilität** eines EVU **insgesamt positiv** zu beurteilen. Die Unterlassung einer Prämissen-, einer Fortschritts- und einer Systemkontrolle birgt erheblich größere Gefahren in sich. Zudem läßt sich der Nachteil des ständigen Revidierens verringern, wenn die Ergebniskorrekturen gefiltert werden. D.h., die Prognoseergebnisse dienen nicht unmittelbar zur Begründung von Anpassungsentscheidungen, sondern bedürfen zuvor einer kritischen Reflektion. Durch diese lassen sich unsystematische, rechentechnische, im Modell begründete Ergebniskorrekturen herausfiltern, so daß die Änderung von Prognosen nur noch einen tatsächlichen Anpassungsbedarf signalisiert.

(4) Realisationskontrolle

In der **Realisationskontrolle** (vgl. dazu z.B. WILD 1982,S.44; TÖPFER 1976,S.84; PFOHL 1981,S.60) werden abschließend am Periodenende Prognosewert und Ist-Wert miteinander verglichen. Für die Flexibilität eines EVU besitzt diese Kontrolle insofern Bedeutung, als hieraus zusammenfassend die Gründe für einen im Prognosezeitraum notwendigen Anpassungsbedarf hervorgehen. Zudem signalisiert diese Kontrolle, ob das verwendete Prognose- (Erklärungs-) Modell noch als adäquat anzusehen ist[1][2]. Treten Abweichungen in ungebührlicher Höhe auf, die

---

[1] "Die sorgfältige Analyse der Prognosefehler ist der bedeutsamste Schlüssel für die Beurteilung von Prognoseverfahren und ihre laufende Verbesserung. In der Praxis wird dieser Möglichkeit weit weniger Aufmerksamkeit geschenkt, als ihrem Potential angemessen wäre" (BROCKHOFF 1983,S.3).

[2] Vgl. ferner hierzu auch ZARNOWITZ 1968,S.435; WALTER 1982, S.73; HÄRTER 1985 u.a.m.

nicht erklärt werden können, ist u.U. das gesamte Prognosemodell zu überdenken.

Insgesamt muß der im gewählten Modell verankerte Prognoseprozeß als ein Garant dafür angesehen werden, daß das Modell erheblich zur Schaffung und Erhaltung der Flexibilität in einem EVU beitragen kann. Die vielfältigen im Prognoseprozeß enthaltenen Kontrollmöglichkeiten, die Möglichkeiten zur Durchführung von Abweichungsanalysen und die Möglichkeit, deren Ergebnisse bei der Erstellung weiterer Prognosen zu berücksichtigen, führen in diesem Zusammenhang zu einer **hohen (Prozeß-) Effizienz des Modells.**

5.4 Die Auswirkungen der Ergebnisse des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (Ergebniseffizienz)

Die Effizienz eines Modells hängt letztlich von den Ergebnissen ab, die es liefert[1]. Dieses gilt auch für ein (kurzfristiges) Stromverbrauchsprognosemodell und dessen Grad der Befähigung, Flexibilität in einem EVU zu schaffen und zu erhalten. Da wir die Ergebnisse, die das gewählte Modell im Vergleich zu anderen Gestaltungsalternativen liefert, theoretisch nicht deduzieren können[2], wollen wir uns in diesem Kapitel darauf beschränken, **Maßstäbe zur Beurteilung der Ergebniseffizienz herzuleiten**, indem die Auswirkungen, die die Ergebnisse einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose auf die Flexibilität eines EVU ausüben, verdeutlicht werden. Die abgeleiteten Maßstäbe zur Beurteilung der Ergebniseffizienz können dann im Rahmen des praktischen Teils der Arbeit zur (empirischen) Bewertung des von uns gewählten Modells verwendet werden (vgl. dazu 7.2).

Die Herleitung von Maßstäben, mit deren Hilfe der Grad der Befähigung eines (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognosemodells beurteilt werden kann, durch seine Prognoseergebnisse zur Schaffung und Erhaltung der Flexibilität in einem EVU beizutragen, muß sich auf zwei Fragenkomplexe konzentrieren. Zum einen sind **Maßstäbe zur Beurteilung von Prognoseergebnissen** zu betrachten; zum anderen ist zu analysieren, **welche Prognoseergebnisse Einfluß auf die einzelnen Voraussetzungen der Flexibilität** besitzen. Als Synthese dieser beiden Untersuchungsbereiche ist ein Maßstab oder sind mehrere Maßstäbe zur Beurteilung der Ergebniseffizienz eines Stromverbrauchsprognosemodells zu erwarten.

---

[1] "What is a good forecast? The immediate answer might seem to be: one that turns out to be correct" (MARTINO 1973,S.26). Dabei darf jedoch nicht vergessen werden, "...the ultimate measure of the quality of a forecast is the degree to which it serves to support optimal decision taking" (WOOD/FILDES 1978,S.144).

[2] Siehe hierzu auch die widersprüchlichen Ergebnisse der zahlreichen Studien, in denen die Prognosegenauigkeit verschiedener Prognoseverfahren gegenübergestellt werden (vgl. z.B. DEMSKI/FELTHAM 1972,S.533ff.; GROFF 1973,S.22ff.; MAKRIDAKIS et al. 1984; FILDES 1985,S.570ff.).

Maßstäbe zur Beurteilung von Prognoseergebnissen sind in der Literatur hinlänglich diskutiert worden (vgl. dazu z.B. ZARNOWITZ 1967, S.31ff.; GRAF 1969,S.189ff.; ROTHSCHILD 1969,S.165ff.; 1974, S.577ff.; ROGGE 1972,S.143ff.; SCHWARZE 1973,S.535ff.; 1980, S.317ff.; MCNEES 1975,S.6ff.; BROCKHOFF 1977,S.51ff.; VAJNA 1977, S.62ff.; FRERICHS/KÜBLER 1980,S.239ff.; HÜTTNER 1982, S.158ff.; 1986,S.257ff.; MAKRIDAKIS/WHEELWRIGHT/MCGEE 1983, S.43ff.; HANSMANN 1983,S.14ff,; SCHEER 1983,S.20ff.; ARMSTRONG 1985,S.295ff.; sowie den Überblick bei MAHMOUD 1984,S.139ff.). Für den Bereich von Energieprognosen (vgl. dazu insbesondere ASCHER 1979,S.101ff.; BOHNEN 1979,S.40ff.; BOHNEN/SCHNEIDER 1979,S.18ff.; HÄRTER 1985) sowie Stromverbrauchsprognosen (vgl. dazu insbesondere BELL 1983) liegen ebenfalls Arbeiten vor, die sich detailliert mit den entsprechenden Problemen für diese speziellen Prognosegegenstände auseinandersetzen. Dieser literarisch gut dokumentierte Stand bzgl. der Maßstäbe zur Beurteilung von Prognoseergebnissen erlaubt es uns, auf einem verhältnismäßig fundierten Wissen aufzubauen. Hinsichtlich grundlegender Fragen sei daher auf die oben zitierte Literatur verwiesen.

In der Übersicht 5.4-1 haben wir in komprimierter Form die wichtigsten **quantitativen** Maßstäbe zur Beurteilung von Prognoseergebnissen zusammengefaßt.

Neben einer quantitativen Beurteilung der Prognoseergebnisse ist auch eine **qualitative Beurteilung** möglich (vgl. dazu auch FRERICHS/KÜBLER 1980,S.243ff.)[1]. Diese bezieht sich auf das Eintreten von Wendepunkten. Ein Wendepunkt liegt vor, wenn bei der zu prognostizierenden Größe ein Übergang von $X > 0$ zu $X < 0$ oder umgekehrt erfolgt (vgl. dazu z.B. SCHWARZE 1980,S.321). Hieraus ergeben sich vier grundsätzliche Fälle zum Zusammenhang zwischen Prognose und Eintritt von Wendepunkten (vgl. Übersicht 5.4-2). Zu einer entsprechenden Klassifikation von Wendepunktfehlern gelangt man auch, wenn die prognostizierte und die eingetretene Veränderung in einem Diagramm gegenübergestellt werden (vgl. dazu insbesondere THEIL 1966, S.21ff.), wie dieses in der Abb. 5.4-1 erfolgt ist. Die Punkte im II. und IV. Quadranten der Abb. 5.4-1 zeigen dabei **Wendepunktfehler** an[2]. Unabhängig davon, wie die Wendepunkte und Wendepunktfehler letztendlich ermittelt werden, lassen sich mit deren Hilfe einige Fehlermaße für die qualitative Beurteilung von Prognoseergebnissen ableiten (vgl. dazu insbesondere SCHWARZE 1980,S.327; FRERICHS/KÜBLER 1980,S.243ff.). Diese haben wir in der Übersicht 5.4-3 zusammengefaßt.

---

[1] Eine Erweiterung dieser herkömmlichen Maßstäbe zur Beurteilung von Prognosen findet sich z.B. bei HÄRTER (1985,S.41ff.).

[2] Die Folgerung von SCHWARZE (1980,S.322) aus einer identischen Darstellung, daß "... im II.Quadranten Wendepunktfehler 2.Art und im IV. Quadranten Wendepunktfehler 1.Art zu finden sind", besitzt nur dann Gültigkeit, wenn in der Vorperiode $X > 0$ gilt.

	Kurzbezeichnung	Formel	Bezeichnung	Dimension	Aussage
Prognosefehlermaße, die statistischen Parametern der Prognosefehlerverteilung entsprechen	MF	$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\hat{X}_i - X_i$	Mittlerer Fehler	kWh	inwieweit entspricht die Prognose im "Durchschnitt" den eingetretenen Werten
	MAF	$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\lvert\hat{X}_i - X\rvert$	Mittlerer absoluter Fehler	kWh	mittlere absolute Abweichung der Prognose von den eingetretenen Werten
	MRF*	$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{\hat{X}_i - X_i}{X_i}$	Mittlerer relativer Fehler	%	mittlere prozentuale Abweichung der Prognose von den eingetretenen Werten
	MRAF**	$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\frac{\lvert\hat{X}_i - X_i\rvert}{X_1}$	Mittlerer relativer absoluter Fehler	%	mittlere, absolute prozentuale Abweichung der Prognose von den eingetretenen Werten
	MQF	$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(\hat{X}_i - X_i)^2$	Mittlerer quadratischer Fehler	kWh^2	- mittlere, quadrierte Abweichung der Prognose von den eingetretenen Werten - wenige große Abweichungen schlagen sich stärker nieder als viele kleine
	WMQF	$\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(\hat{X}_i - X_i)^2}$	Quadratwurzel des mittleren quadratischen Fehlers	kWh	siehe MQF
	GF	$\max_i(\hat{X}_i - X_i)$	Größter Fehler	kWh	Maximales Ausmaß der Überschätzung durch Prognose
	KF	$\min_i(\hat{X}_i - X_i)$	Kleinster Fehler	kWh	Maximales Ausmaß der Unterschätzung durch Prognose
	MPF	$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\hat{X}_i - X_i \quad \hat{X}_i - X_i > 0$	Mittlerer positiver Fehler	kWh	mittlere Überschätzung durch Prognose
	MNF	$\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\hat{X}_i - X_i \quad \hat{X}_i - X_i > 0$	Mittlere negativer Fehler	kWh	mittlere Unterschätzung durch Prognose

Übersicht 5.4-1: (Fortsetzung S.254)

	Kurzbezeichnung	Formel	Bezeichnung	Dimension	Aussage
s.o.	VQF*	$\dfrac{\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(\hat{X}_i - X_i)^2}}{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\hat{X}_i}$	Variationskoeffizient der Quadratwurzel des mittleren quadratischen Fehlers	-	-
Ungleichheitskoeffizienten	TUA	$\dfrac{\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}(\hat{X}_i - X_i)^2}}{\sqrt{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n-1}(\hat{X}_i - \hat{X}_{i+1})^2} + \sqrt{\frac{1}{n-1}\sum_{i=1}^{n-1}(\hat{X}_i - X_{i+1})^2}}$	THEIL'scher Ungleichheitskoeffizient "alter Art"	-	- Der Zähler enthält die Quadratwurzel des mittleren quadratischen Fehlers als Maß für den durchschnittlichen Schätzfehler - dieser hängt von der "Schwierigkeit" der Prognose ab: je stärker die zu prognostizierende Größe von Periode zu Periode schwankt, um so schwieriger ist die Prognose - kein Schätzfehler oder keine Veränderung: TU bzw. TUA = 0
	TU	$\sqrt{\dfrac{\sum_{i=1}^{n-1}\left(\frac{\hat{X}_{i+1} - X_{i+1}}{X_i}\right)^2}{\sum_{i=1}^{n-1}\left(\frac{X_{i+1} - X_i}{X_i}\right)^2}}$	THEIL'scher Ungleichheitskoeffizient	-	
	U	$\sqrt{\dfrac{\sum_{i=1}^{n-1}(\hat{X}_i - X_i)^2}{\sum_{i=1}^{n}X_i^2}}$	Ungleichheitskoeffizient	-	-

Übersicht 5.4-1: (Fortsetzung S.255)

	Kurzbezeichnung	Formel	Bezeichnung	Dimension	Aussage
kumulative Fehler	KPF_j	$\begin{cases} \sum_{i=V_{j-1}+1}^{V_j} \hat{X}_i - X_i \text{ falls } \hat{X}_i - X_i > 0 \\ 0 \text{ sonst} \end{cases}$	kummulativer Überschätzungsfehler	kWh	Summe der aufeinanderfolgenden Überschätzungen
	KNF_j	$\begin{cases} \sum_{i=V_{j-1}+1}^{V_j} \hat{X}_i - X_i \text{ falls } \hat{X}_i - X_i < 0 \\ 0 \text{ sonst} \end{cases}$	kummulativer Unterschätzungsfehler	kWh	Summe der aufeinanderfolgenden Unterschätzungen
	KA_j	$\lvert KP_j - KN_j \rvert$	Absoluter kumulativer Fehler	kWH	-
	$GKPF_j$	$\max_j KP_j$	Größter positiver kumulativer Fehler	kWh	-
	$GKNF_j$	$\min_j KN_j$	Größter negativer kumulativer Fehler	kWh	-
	$GKAF_j$	$\max_j KA_j$	Größter absoluter kumulativer Fehler	kWH	-
	MKPF	$\frac{1}{L^P} \sum_{j=1}^{L^P} KP_j$ mit L^P : Anzahl der (positiven) kumulativen Fehler	Mittlerer positiver kumulativer Fehler	kWh	-
	MKNF	$\frac{1}{L^N} \sum_{j=1}^{L^N} KN_j$ mit L^N : Anzahl der (negativen) kumlativen Fehler	Mittlerer negativer kumulativer Fehler	kWh	-
	MKAF	$\frac{1}{L} \sum_{j=1}^{L} KA_j$ mit L : Anzahl der kumulativen Fehler	Mittlerer absoluter kumulativer Fehler	kWh	-

Übersicht 5.4-1: (Fortsetzung S.256)

	Kurzbezeichnung	Formel	Bezeichnung	Dimension	Aussage
Fehlersummen	KFS	$\sum_{i=1}^{k} \hat{X}_i - X_i$ für k = 1 bis n mit n = Anzahl der Perioden	k-te Fehlersumme	kWh	Summe aller Abweichungen bei Aufsummierung der Fehler über 1,2 .. n Perioden
	FSK	$\sum_{i=1}^{k} \hat{X}_{i+j} - X_{i+j}$ für j = 0 bis $\frac{n}{k}$	Fehlersumme k-ter Ordnung	kWh	Summe aller Abweichungen bei Aufspaltung des Gesamtzeitraumes in k Perioden
	GFSK	$\sum_{i=1}^{k} \hat{X}_{j+i} - X_{j+i}$ für j = 0,1 ... , n-k	Gleitende Fehlersumme k-ter Ordnung	kWh	Summe aller Abweichungen bei gleitender Betrachtung eines k-periodigen Interv.
*	R^2	$\frac{\frac{1}{n}\left(\hat{X}_i - \sum_{i=1}^{n}\frac{\hat{X}_i}{n}\right)\cdot\left(X_i - \sum_{i=1}^{n}\frac{\hat{X}_i}{n}\right)}{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\hat{X}_i - \sum_{i=1}^{n}\frac{X_i}{n}\right)^2 \cdot \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(X_i - \sum_{i=1}^{n}\frac{X_i}{n}\right)^2}$	Bestimmtheitsmaß	[0,1]	In welchem Ausmaß wird die Streuung der zu prognostizierenden Größe durch die Prognose erklärt
	R	$\sqrt{R^2}$	Korrelationskoeffizient	[0,1]	siehe R^2
**	DW	$\frac{\sum_{i=2}^{n}\left[\left(\hat{X}_i - X_i\right) - \left(\hat{X}_{i-1} - X_{i-1}\right)\right]^2}{\sum_{i=1}^{n}\left(\hat{X}_i - X_i\right)^2}$	Durbin-Watson Statistik	[0,4]	In welchem Ausmaß hängen die Prognosefehler von den Prognosefehlern der Vorperiode ab
sonstige	J	$\frac{\frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n}\left(\hat{X}_i - X_i\right)^2}{\frac{1}{M}\sum_{j=0}^{n-1}\left(\hat{X}_j - X_j\right)^2}$	Januskoeffizient	-	Mittlerer quadratischer Prognosefehler wird durch die Größe der Prognosefehler in der Vergangenheit relativiert

*statistische Analyse der gemeinsamen Verteilung von $\hat{X}$ und X bzw. $\hat{X}$ und X
**statistische Analyse der Zeitreihe der Prognosefehler

Übersicht 5.4-1: Quantitative (Prognose-) Fehlermaße

Realität \ Prognose	Wendepunkt vorhergesagt	kein Wendepunkt vorhergesagt
Wendepunkt eingetreten	richtige Prognose	Wendepunktfehler 2.Art
kein Wendepunkt eingetreten	Wendepunktfehler 1.Art	richtige Prognose

Übersicht 5.4-2: Klassifikation von Wendepunktprognosen und -fehlern

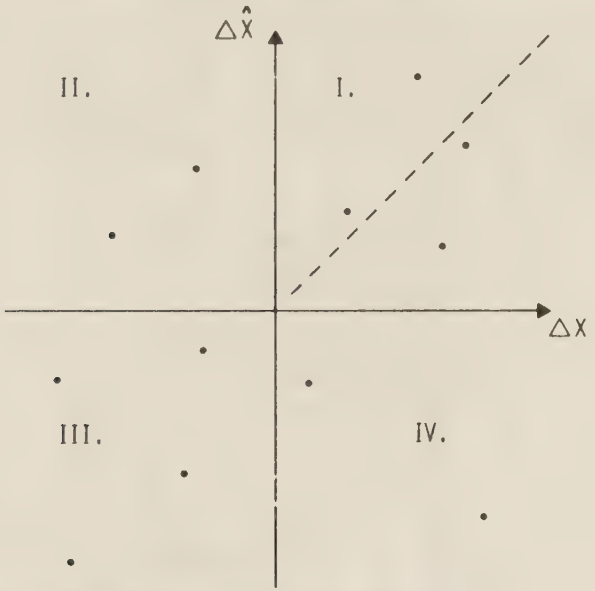


Abb.5.4-1: Die Bestimmung von Wendepunktfehlern

Nachdem wir uns einen kurzen Überblick über die wichtigsten Maßstäbe zur Beurteilung von Prognosen verschafft haben, ist im folgenden zu klären:

- Welche dieser Maßstäbe sind im besonderen Maße geeignet, die speziellen Charakteristika von kurzfristigen Stromverbrauchsprognosen zu berücksichtigen ?
- Welche Maßstäbe können herangezogen werden, um den Beitrag einer Prognose zur Flexibilität einer Unternehmung beurteilen zu können ?
- Ist ggf. ein spezieller Maßstab zu entwickeln ?

Der Stromverbrauch ist - kurzfristig betrachtet - durch eine hohe Unsicherheit und starke saisonale Schwankungen (Temperaturen) ge-

Kurzbezeichnung	Formel	Bezeichnung	Dimension	Aussage
FWP	-	Anzahl der Wendepunktfehler 1.Art	-	Anzahl der falsch vorhergesagten Wendepunkte
NWP	-	Anzahl der Wendepunktfehler 2.Art	-	Anzahl nicht vorhergesagter Wendepunkte
WPF1	$\frac{FWP}{WP}$ mit WP = Anzahl der prognostizierten Wendepunkte	Wendepunktfehlerqoute 1.Art	[0,1]	- Wenn kein Fehler aufgetreten ist, nehmen alle drei Maße den Wert 0 an. - WPF1 = 1, wenn kein prognostizierter Wendepunkt eingetreten ist. - WPF2 = 1, wenn kein Wendepunkt vorhergesagt werden konnte - WPF3 = 1: nur Fehlprognosen
WPF2	$\frac{NWP}{W}$ mit W = Anzahl der eingetretenen Wendepunkte	Wendepunktfehlerqoute 2.Art	[0,1]	
WPF3	$\frac{FWP + NWP}{WP + NWP}$ oder $\frac{FWP + NWP}{W}$	Allgemeine Wendepunktfehlerquote	[0,1]	
TQ	$1 - \frac{1}{n} (FWP + NWP)$	Trefferquote	[0,1]	

Übersicht 5.4-3: Qualitative (Prognose-) Fehlermaße (Quelle: in Anlehnung an SCHWARZE 1980,S.327)

kennzeichnet. Damit muß die **Ergebniseffizienz einer Stromverbrauchsprognose** zunächst anhand von **Wendepunktfehlern** beurteilt werden. Aus Flexibilitätsüberlegungen heraus sind dabei sowohl Wendepunktfehler 1.Art als auch Wendepunktfehler 2.Art relevant.

Flexibilität beinhaltet die Fähigkeit, sich an Veränderungen anpassen zu können. Veränderungen können sich sowohl im Eintritt von Wendepunkten als auch in deren Ausbleiben äußern. Dieses verdeutlicht die Abbildung 5.4-2. Im Zeitpunkt t_1 tritt in der realen Entwicklung des Stromverbrauchs ein Wendepunkt ein, der nicht prognostiziert wurde **(Wendepunktfehler 1.Art)**. Die in t_1 notwendigen Anpassungsmaßnahmen können nicht vorbereitet werden, sie müssen ad hoc durchgeführt werden.

Noch kritischer scheint der zweite Fall in t_2: es wurde ein Wendepunkt prognostiziert, der dann jedoch nicht eintrat. Dieses führt u.U. dazu, daß eine zu geringe Flexibilität bereitgestellt wird. Tritt ein derartiger **Wendepunktfehler 2.Art** im ansteigenden Teil einer Stromverbrauchskurve auf, so kann dieses katastrophale Folgen für die Versorgungssicherheit haben: Die Stromerzeugungskapazitäten sind nicht in der Lage, sich an den auftretenden Strombedarf anzupassen.

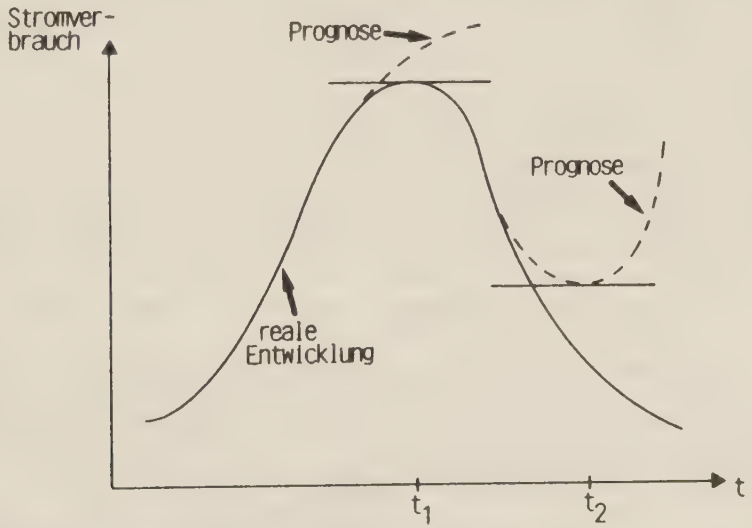


Abb.5.4-2: Die Bedeutung von Wendepunktfehlern

Aufgrund dieser unterschiedlichen Folgen von Wendepunktfehlern 1.Art und 2.Art ist es u.E sinnvoll, Stromverbrauchsprognosen anhand der getrennten Fehlermaße, also **WPF1** und **WPF2**, zu beurteilen. Dabei sollte eventuell unter Flexibilitätsgesichtspunkten WPF2 das größere Gewicht beigemessen werden.

Die ausgeprägte Saisonalität des Stromverbrauchs führt dazu, daß eine **qualitative Beurteilung nicht ausreicht**. Da Wendepunkte in

einem starren, leicht zugänglichen saisonalen Rhythmus auftreten, gelingt es, mit nahezu jeder beliebigen Prognose die Wendepunkte richtig vorherzusagen. Für einen differenzierteren Vergleich unterschiedlicher Prognosen sind daher weitere Beurteilungskriterien herzuleiten. Hierzu wollen wir uns den Zusammenhang zwischen dem Stromverbrauch und der Flexibilität eines EVU noch einmal verdeutlichen (vgl. dazu auch 2.2.3).

Anpassungsnotwendigkeiten resultieren aus der **Veränderung des Stromverbrauchs zwischen zwei Perioden** und der Änderung des (maximal) zu deckenden Strombedarfs im Zeitablauf. Die Fähigkeit einer Stromverbrauchsprognose, zur Schaffung und Erhaltung der Flexibilität in einem EVU einen möglichst hohen Beitrag zu leisten, wird damit im wesentlichen bestimmt durch

- die Präzision, mit der der jeweilig zu erwartende Bedarf vorhergesagt wird und
- die Genauigkeit, mit der die Veränderungen im Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Zeitpunkten prognostiziert werden.

Um die **Präzision** zu bestimmen, mit der der **jeweilig zu erwartende Bedarf** vorhergesagt wird, bieten sich zahlreiche der in Übersicht 5.4-1 wiedergegebenen quantitativen Beurteilungskriterien an. In Frage kommen in erster Linie diejenigen Maßstäbe,bei denen sich Fehler nicht gegenseitig kompensieren können[1] und die alle Fehler erfassen[2]. Ferner sollte der verwendete Maßstab nicht unnötig kompliziert sein und damit über eine hohe Aussagekraft verfügen. In diesem Zusammenhang seien als (Negativ-) Beispiele TUA und TU angeführt. Diese Koeffizienten besitzen sicherlich für einen Vergleich verschiedener Prognoseverfahren bei Verwendung unterschiedlicher Datenreihen einen hohen Wert. Zur Beurteilung einer Prognose bzw. einer Reihe von Prognosen mit einem Prognoseverfahren bei einer Prognosegröße sind diese Koeffizienten dagegen weniger geeignet; sie besitzen in diesem Zusammenhang kaum Aussagekraft. Damit bieten sich zunächst MAF, MRAF, MQF, WMQF, VQF, U, MAUF, R^2 und R als Beurteilungskriterien an. Von diesen besitzen u.E. **MAF** , **MQF** bzw. **WMQF** und **MRAF** die höchste Aussagekraft.

Ein weiterer Maßstab zur Messung der Ergebniseffizienz hat die Genauigkeit abzubilden, mit der die **Veränderung im Stromverbrauch** zweier **aufeinanderfolgender Zeitpunkte** prognostiziert wird. Von den in der Übersicht 5.4-1 enthaltenen Maßstäben kann zunächst keiner unmittelbar hierzu verwendet werden. Werden jedoch anstatt des Prognosewertes $\hat{X}$ und der zu prognostizierenden Größe X die Differenzen $\hat{X}_t - \hat{X}_{t-1}$ und $X_t - X_{t-1}$ in die verschiedenen Formeln eingesetzt, so ist prinzipiell jeder der genannten Maßstäbe auch dazu geeignet, die Genauigkeit, mit der die Veränderung im Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Perioden prognostiziert wird, zu messen. Daher kann auch in diesem Zusammenhang die Verwendung von **MAF, MQF** bzw. **WMQF** - allerdings bezogen auf die prognostizierte Veränderung im Stromverbrauch zum Vorjahresmonat - empfohlen werden.

---

[1] Dieses ist bei MF und MRF der Fall.

[2] Dieses gilt für alle Maßstäbe, die kummulative Fehler messen (außer MAKF), die Fehlersummen abbilden sowie für MPF, MNF, GF und KF; diese Maßstäbe erfassen nur einen Teil aller Fehler.

Die Verwendung von **MRAF lehnen** wir in diesm Zusammmenhang **ab**, da "logisch gleiche" Fehler unterschiedlich bewertet werden. Beträgt die Veränderung von einem Monat zum nächsten z.B. 1 und zum nächsten Monat 21 GWh und es wurde in beiden Fällen eine Veränderung von 11 GWh prognostiziert, so führt dies zu einem relativen absoluten Fehler von 1000% bzw. 47.62% , wobei der absolute Fehler in beiden Fällen mit 10 GWh gleich hoch ist. Eine derartige Ungleichbehandlung, die zudem den gesamten mittleren relativen absoluten Fehler erheblich beeinflussen kann, wie dieses Beispiel zeigt, ist u.E. nicht zu vertreten.

5.5 Die Auswirkungen des Reifegrades des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells auf die Flexibilität eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens (Gesamteffizienz)

Der Reifegrad eines Prognosemodells steht in unmittelbarem Zusammenhang zur Flexibilität. Dieses wird vor allem bei der Unterscheidung zwischen "herkömmlichen" und "adaptiven" Modellen (vgl. dazu auch 3.3.3) deutlich. Ändert sich die Realität bzw. der Ausschnitt der Realität, der durch das betreffende Modell abgebildet wird, nicht, so besteht kein Unterschied zwischen diesen beiden Reifegraden von Modellen. Für das adaptive Modell besteht keine Notwendigkeit, sich anzupassen. Genau wie bei dem herkömmlichen Modell bleibt die ursprüngliche Modellversion unverändert im Zeitablauf. Mit dem Eintritt von Umweltveränderungen, aus denen eine Anpassungsnotwendigkeit entsteht, unterscheiden sich jedoch beide Reifegrade. Das adaptive Modell paßt sich an die geänderte Realität an, das herkömmliche Modell nicht. Damit erfüllt ersteres die Funktionen einer Prognose im Zeitablauf mit gleichbleibenden Niveau, während das herkömmliche Modell einen immer geringer werdenden Zielerreichungsgrad aufweist. Damit resultiert eine Unterscheidung bzgl. des Reifegrades eines Prognosemodells letztendlich erst aus der Notwendigkeit zur Anpassung.

Im Hinblick auf die **Wirkungen des Reifegrades** eines Stromverbrauchsprognosemodells bzgl. der Flexibilität eines EVU können wir jetzt unmittelbar die in Abbildung 5.5-1 visualisierten Schlußfolgerungen ziehen. Herkömmliche Modelle zeigen im Zeitablauf - vorausgesetzt die Realität ändert sich - einen geringer werdenden Zielerreichungsgrad; adaptive Modelle bewegen sich auf einem gleichbleibenden Niveau; lernfähige Modelle verbessern ihren Zielerreichungsgrad. Dabei kann diese Betrachtung auf jedes beliebige Ziel einer Prognose angewendet werden. Im Rahmen dieser Arbeit interessiert dabei natürlich das Ziel, mit Hilfe einer Prognose zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität beizutragen.

Der in Abb.5.5-1 dargestellte Zusammenhang ist jedoch nur von **grundsätzlicher Natur**. Eine nach den Effizienzindikatoren (vgl. dazu 5.1) aufgeteilte, differenzierte Betrachtung weist u.U. einen im Detail anderen Verlauf bei einzelnen Indikatoren auf. Auf eine Diskussion dieser einzelnen Zusammenhänge wollen wir verzichten, da die Einteilung verschiedener Reifegrade eher auf einer sehr abstrakten, grundsätzlichen Ebene erfolgte.

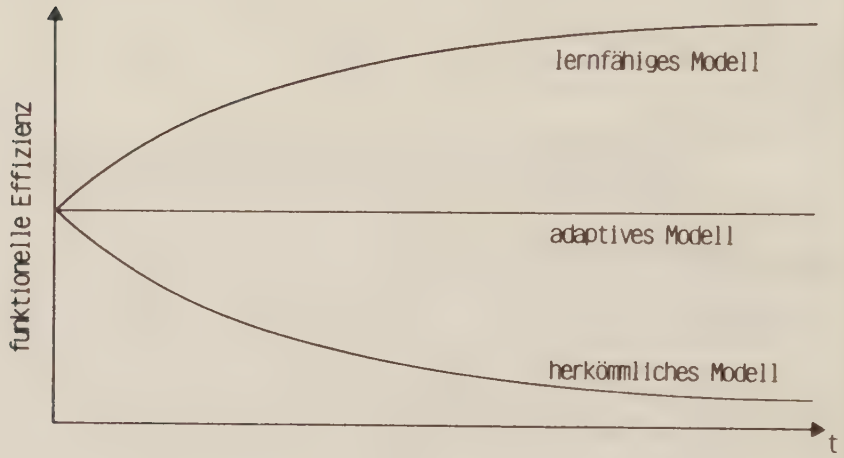


Abb. 5.5-1: Zusammenhang zwischen Reifegrad eines Modells und dem Zielerreichungsgrad (funktionelle Effizienz)

6. Die (EDV-technische) Realisierung des gewählten Modells zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen

Der mit diesem Kapitel beginnende **praktische Teil der Arbeit** spiegelt die eigentliche Forschung durch Entwicklung wider. In diesem wird geklärt, ob das in den vorherigen Kapiteln entwickelte Modell unter praktischen Gegebenheiten realisiert werden kann, und ob es die ihm theoretisch zugeschriebenen Wirkungen zeigt. Gegenstand des vorliegenden Kapitels 6 ist die (EDV-technische) Realisierung des gewählten Modells; die Überprüfung der Modellwirkungen erfolgt in Kapitel 7.

Inhalt der folgenden Ausführungen sind Einzelfragen der Realisierung, wie sie bei der (EDV-technischen) Umsetzung des gewählten Modells in ein **Pilotsystem** aufgetreten sind. Als Pilotunternehmung fungiert dabei die VEW (vgl. dazu auch 1.2), auf deren Spezifika wir in den vorherigen Kapiteln bereits verschiedentlich eingegangen sind.

Im Rahmen des Kapitels werden zwei **Problemkomplexe** angesprochen:

- wie lassen sich einzelne Elemente des gewählten Modells EDV-technisch realisieren, und
- wie kann die (gewählte) EDV-Realisierung selber einen Beitrag zur Flexibilität eines EVU leisten ?

Mit beiden Problemkomplexen wollen wir uns im folgenden beschäftigen, ohne sie jedoch explizit voneinander zu trennen. Die Grobgliederung soll vielmehr einer eher pragmatisch orientierten Abgrenzung folgen, wonach

- **Grundsatzfragen** der EDV-technischen Realisierung,
- das **Grobkonzept** der EDV-technischen Realisierung und
- ausgewählte **Einzelfragen** der EDV-technischen Realisierung

getrennt voneinander angesprochen werden.

6.1 Grundsatzfragen der EDV-technischen Realisierung

Als Grundsatzfragen, die bei der EDV-technischen Realisierung eines Modells zu beantworten sind, müssen angesehen werden:

- die Frage nach der **Art der EDV-technischen Lösung** (Batch- vs. Dialogbetrieb);
- die zu verwendende **Programmiersprache**;
- die Frage, ob und ggf. inwieweit **Standardsoftware** oder in **Programmbibliotheken** zur Verfügung stehende Software verwendet werden kann;
- die zu verwendenden Prinzipien, Methoden, Instrumente zum **Softwareentwurf**.

(1) Die Art der EDV-technischen Lösung

Die Frage, ob ein EDV-gestütztes Informationssystem im Batchbetrieb oder als Dialoganwendung realisiert werden soll - also die Frage nach der grundsätzlichen Art der EDV-technischen Lösung - ist relativ schnell zu beantworten. Die systemtechnologische Alternative des Batchbetriebes scheint beim heutigen Stand der Technologien im EDV-Bereich nur noch bei Problemen mit ausgesprochener Massen-Daten-Verarbeitung gerechtfertigt zu sein (vgl. dazu auch ZANDER 1985,S.11). Ansonsten haben sich weitestgehend Dialoganwendungen durchgesetzt.

Neben diesem rein pragmatisch fundierten Argument ist der **Dialogbetrieb** auch die unter **Flexibilitätsüberlegungen** adäquate Art der EDV-technischen Lösung (vgl. BIRCHER 1979,S.472). Die Vorteile des Dialogbetriebes liegen gegenüber dem Batchbetrieb vor allem darin, daß:

- ein im Dialog betriebenes Modell in stärkerem Maße **selektionsverstärkend** wirkt, da in einem echten Mensch-Maschine-Dialog vom Modellbenutzer solange Anpassungsmaßnahmen gesucht und selektiert werden können, bis eine optimale Anpassungsmaßnahme gefunden worden ist;
- die **Reaktionsschnelligkeit** beim Dialogbetrieb offensichtlich wesentlich größer ist als beim Batchbetrieb;
- die **Anpassungsbereitschaft** im Rahmen eines Dialogbetriebes größer sein dürfte als beim Batchbetrieb, da der Anwender eher das Gefühl besitzt, den gesamten Programmablauf zu steuern.

Aus den genannten Gründen soll das gewählte Modell zu einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse bei der VEW als **Dialoganwendung** realisiert werden. Dieser Vorgabe ist auch bei der Diskussion der weiteren Grundsatzfragen Rechnung zu tragen.

(2) Die verwendete Programmiersprache

Die Auswahl der Programmiersprache, die zur EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells herangezogen werden soll, muß sich an dem in der Pilotunternehmung vorhandenen Softwareumfeld orientieren. Als Programmiersprachen auf einem Großrechner standen PL/1, COBOL, FORTRAN und APL zur Verfügung. Ferner war auch der Einsatz anderer Programmiersprachen und der Weg über eine andere grundlegende EDV-Strategie (PC, Expertensystem) denkbar. Aus diesem gegebenen Handlungs- und Entscheidungsspielraum wird **APL** als die zur Realisierung des Pilotsystems heranzuziehende Programmiersprache aus folgenden Hauptgründen ausgewählt:

- Bei dem zu lösenden Problem handelt es sich um eine **offene Fragestellung**. D.h., es muß ständig die Möglichkeit gegeben sein, das Modell und damit auch das Programm leicht an veränderte Anforderungen anpassen zu können; dies wird durch eine Endbenutzersprache wie APL in besonderem Maße gewährleistet.
- Eine Reihe von **Teilproblemen** (wie z.B. die Temperatursimulation und Teile der Kalenderfunktionen) lagen bereits in Form von **APL-Programmen** als fertige Teillösungen vor.
- Bei APL (vgl. dazu insbesondere CURTH/EDELMANN 1986) handelt es sich um eine von IBM entwickelte Programmier- bzw. **Planungssprache** (vgl. dazu z.B. SCHNEIDER/SCHWAB/RENNINGER 1983). Damit ist APL in besonderem Maße dazu geeignet, die Lösung jeglicher Planungspro-

bleme EDV-technisch zu unterstützen (vgl. PFOHL 1981, S.181f.). Aus diesem Grund muß APL auch die Fähigkeit zugesprochen werden, das vorliegende Prognose- und Analyse- (Planungs-) Modell mit relativ geringem Aufwand isomorph abbilden zu können.

- Neben dieser grundsätzlich hohen Eignung von APL, Planungsmodelle jeglicher Art abbilden zu können, existieren zahlreiche **Einzeleigenschaften**, welche diese Programmiersprache auch in besonderem Maße unter Flexibilitätsüberlegungen geeignet erscheinen lassen:
  - Bei APL handelt es sich um eine **Interpretersprache**, d.h. jede Anweisung gelangt unmittelbar zur Ausführung. Hierdurch kann ein APL-Programm problemlos und ad hoc geändert bzw. an neue Gegebenheiten angepaßt werden. Im Gegensatz dazu müssen in Compilersprachen abgefaßte Programme nach einer Änderung oder Anpassung erst vollständig wieder neu übersetzt werden.
  - Eng mit dieser ersten Eigenschaft verknüpft ist die Einordnung von APL in die **Endbenutzersprachen**. Hieraus resultieren ebenfalls erhebliche flexibilitätsfördernde Implikationen (vgl. auch ZANDER 1985,S.16). Denn der Terminus Endbenutzersprache besagt, daß die Programmierung in APL vom Programmbenutzer selbst durchgeführt wird (werden kann). Bei notwendig werdenden Anpassungsmaßnahmen fallen damit zeit- und personalaufwendige Antragstellungen, Begründungen etc. fort, die ansonsten der EDV-Abteilung oder der sonst für die Programmierung organisatorisch zuständigen Abteilung geliefert werden müssen[1].
  - APL verfügt über ca. 50 **nichtverbale Symbole**, mit deren Hilfe die Variablen und Daten verarbeitet werden können. Die Möglichkeit, diese Symbole z.T. zu kombinieren und zu neuen "Operatoren" zusammenzusetzen, garantiert dabei einen mächtigen und flexiblen Sprachumfang. Darüber hinaus lassen sich mit Hilfe dieses flexiblen Sprachumfanges relativ problemlos außerhalb des eigentlichen Programmsystems individuell ausgerichtete Auswertungen ad hoc durchführen[2]; hiervon gehen auf alle Flexibilitätskomponenten stark positive Wirkungen aus.
  - Schließlich stehen in APL zahlreiche **Standardsoftwareprogrammpakete** zur Verfügung, die sich problemlos und flexibel in individuell erstellte APL-Programme einbinden lassen.
- Schließlich ist darauf hinzuweisen, daß die zu wählende **Programmiersprache** lediglich ein **Tool** darstellt, mit dem das eigentliche theoretische Modell umgesetzt werden soll - im Vordergrund der Arbeit steht das theoretische Problem und nicht die Fragen der EDV-technischen Umsetzung.

(3) Integration vorhandener Programme

Auf dieser, in diesem Kapitel behandelten, grundsätzlichen Ebene kann in diesem Zusammenhang lediglich geklärt werden, inwieweit vorhandene Programme in das zu erstellende Programmsystem integriert

---

[1] Zu den praktischen Problemen von Endbenutzersprachen vgl. dagegen insbesondere PFIFFNER (1984,S.123ff.).

[2] Vgl. dazu auch die Ergebnisse einer empirischen Erhebung von DREESBACH (1984,S.462), in der die Flexibilität bei ad-hoc-Auswertungswünschen als zweithäufigstes Ziel von Unternehmungen genannt wird, das durch den Einsatz von Endbenutzerwerkzeugen angestrebt wird.

werden sollen und welche Konsequenzen sich hieraus für die Flexibilität eines EVU ergeben.

Der Vorteil einer extensiven Verwendung vorhandener Programme liegt in einer **Minimierung des Programmieraufwandes**, vorausgesetzt, die Programme lassen sich ohne großen Anpassungsaufwand in das zu erstellende Programmsystem einbinden (vgl. dazu z.B. auch BOEHM 1981, S.547ff.; BALZERT 1982,S.58ff.). Die oben skizzierten Charakteristika von APL garantieren dieses, so daß bei der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells soweit wie möglich auf vorhandene Programme zurückgegriffen werden soll. In Frage kommen vor allem:

- FSDESIGN, ein Standardsoftwarepaket der IBM, zur **Maskengestaltung**, die im Rahmen des Dialoges benötigt werden;
- STAT7, ein Teilpaket aus einem umfassenden Statistik-Standardsoftwarepaket, das ebenfalls von der IBM erstellt wurde - wobei STAT7 die zur Durchführung einer **multiplen Regressionsanalyse** benötigten Programme enthält;
- für ein anderes Problem selbst entwickelte Programme zur **Temperatursimulation** (vgl. dazu EDELMANN 1983).

Die **Integration vorhandener Programme** birgt bei konsequenter Verfolgung jedoch die Gefahr wachsender (Programm-) **Systeminflexibilität** in sich (vgl. auch BISCHOFF 1981,S.241). Daher sollte keine zu extensive Einbettung vorhandener Programme erfolgen. Ein Vergleich der Größe und Komplexität des Gesamtsystems mit den (wenigen) verwendeten Standardprogrammen zeigt, daß diese Gefahr hier jedoch kaum auftreten dürfte.

(4) Prinzipien des Softwareentwurfs

Eine Voraussetzung anpassungsfähiger EDV-gestützter Informationssysteme wird von der Unterteilung des gesamten Programmsystems getragen: ein EDV-gestütztes Informationssystem ist um so anpassungsfähiger, je höher die Zahl der abgegrenzten Teile von Programmen ist, die verändert, hinzugefügt oder weggelassen werden können (vgl. dazu YOURDON 1975,S.25f; END/GOTTHARDT/WINKELMANN 1984,S.17; GEWALD/HAKE/PFADLER 1985,S.40), ohne die übrigen Teile in Mitleidenschaft zu ziehen (vgl. MAYER 1970,S.379; KURBEL 1987,S.44f.). Damit wird eine **modulare Programmierung** (vgl. dazu z.B. PARNAS 1972,S.1053ff.; YOURDON 1975,S.93ff.; MYERS 1975, S.19ff.; KOPETZ 1978,S.64ff.) zu einem tragenden Prinzip des Softwareentwurfs, wenn der Anpassungsfähigkeit des Programmsystems besondere Aufmerksamkeit gewidmet wird[1].

Als weiteres Prinzip zum Softwareentwurf wird eine **funktionsorientierte** Vorgehensweise gewählt. Bei dieser bilden die vom Programm zu

---

[1] Bei SNEED (1980,S.26; 1983,23f.) z.B. macht die Modularität als ein Grundziel der Softwareentwicklung einen Aspekt des umfassenderen Ziels der Anpassungsfähigkeit aus; vgl. ferner hierzu PARNAS (1972,S.1053), YOURDON (1975,S.97), MYERS (1976, S.92), DÖRINGER (1976,S.314); BALZERT (1982, S.46) und SCHMITZ/BOWS/VAN MEGEN (1982, S.22).

bewältigenden Funktionen bzw. Aufgaben[1] den Ausgangspunkt des Softwareentwurfs. Im Gegensatz dazu bilden bei der datenstrukturierten Vorgehensweise die im Programmsystem zu verarbeitenden Daten die Basis des Softwareentwurfs (vgl. dazu insbesondere JACKSON 1975, S.43ff; ÖSTERLE 1977,S.250ff.; SCHULZ 1982, S.67ff.). Grundlage dieser Entscheidung sind jedoch weniger Flexibilitätsüberlegungen, als vielmehr die Tatsache, daß das hier zu programmierende Problem sich eher durch komplexe Aufgaben (Funktionen) als durch die Verarbeitung komplexer Datenstrukturen kennzeichnen läßt.

Da innerhalb der funktionsorientierten Vorgehensweise zahlreiche Einzelverfahren entwickelt worden sind (vgl. dazu auch ÖSTERLE 1977, S.250 und die dort genannte Literatur), müssen wir eine weitere Präzisierung zum verwendeten Prinzip des Softwareentwurfs vornehmen, wobei jedoch nur eine Entscheidung zugunsten einer der grundlegenden Alternativen - top-down oder bottom-up -, die bei der funktionsorientierten Vorgehensweise eingeschlagen werden können, zu treffen ist.

Wir wollen bei der (EDV-mäßigen) Realisierung des Modells **top-down** vorgehen, da dieser Weg als flexibler zu bezeichnen ist. Der top-down-Ansatz läßt sich dadurch kennzeichnen, daß beim Programmentwurf die Gesamtfunktion eines Programmes in Teilfunktionen aufgelöst wird (vgl. z.B. MILLER/LINDAMOOD 1973,S.56; ÖSTERLE 1977,S.250; 1981, S.89; KURBEL 1987,S.48f.). Dabei kann im Wege einer schrittweisen Verfeinerung[2] die Auflösung der Gesamtfunktion in Teilfunktionen über mehrere Ebenen erfolgen[3]. Hierdurch wird sichergestellt, daß nur solche Programmteile verändert werden müssen, bei denen auch tatsächlich ein Anpassungsbedarf besteht[4]. Andererseits gewährleistet die schrittweise Verfeinerung aber auch, daß der Anpassungsaufwand beim Eintritt größerer Änderungen minimiert werden kann, indem nicht eine Vielzahl an Einzelprogrammen, die jeweils für sich nur kleinste Funktionen erfüllen, geändert werden muß, sondern nur das Programm, auf dessen Abstraktionsniveau die Veränderung stattgefunden hat (vgl. dazu auch DÖRINGER 1976,S.313). Anzumerken bleibt jedoch, daß "(sich) in der Praxis ... die Entwicklung eines Programms kaum als strikter 'top-down' oder 'bottom-up' Prozeß durchführen läßt" (WIRTH 1983,S.121).

---

[1] Auf eine Unterscheidung in Funktionen und Aufgaben, wie sie etwa SCHULZ (1982,S.56ff.) vornimmt, wird hier verzichtet, da es sich u.E. hierbei um eine rein sprachliche Differenzierung handelt (vgl. dazu auch HESSE 1985,S.42).

[2] Dieses Prinzip findet sich ferner mit geringfügigen Modifikationen unter der Bezeichnung "Step-Wise Program Composition" (DIJKSTRA 1972,S.26ff.), "Structured Programming" (LEDGARD 1973,S.45ff.), "Composite Design" (MYERS 1975), "Schrittweise Programmentwicklung" (WIRTH 1983,S.120ff.) oder "Step-Wise-Refinement" (WIRTH 1971, S.221ff.; MYERS 1976,S.129ff.).

[3] Eine anschauliche Beschreibung zu der dabei einzuschlagenden Vorgehensweise findet sich z.B. bei CONWAY/GRIES 1975,S.174; MYERS 1976,S.135ff.; SCHNUPP/FLOYD 1979,S.20ff.; HUGHES/MICHTOM 1980, S.98ff. und KURBEL 1987,S.50ff.

[4] "The 'ripple effect', where a modification causes changes to ripple throughout the entire program, is minimized" (MYERS 1975,S.8).

Damit ist die **prinzipielle Vorgehensweise** zur EDV-technischen Realisierung des von uns gewählten Modells determiniert: der Programmentwurf wird in Form einer **modularen Programmierung**, bei der durch **schrittweise Verfeinerung top-down funktionsorientiert** vorgegangen wird, erstellt.

Neben diesen grundsätzlichen Prinzipien zum Entwurf des Programmsystems sollen bei der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells **weitere Verfahrensrichtlinien** beachtet werden (vgl. dazu z.B. auch SNEED 1980,S.93ff. sowie ÖSTERLE 1977,S.251 und die dort genannte Literatur). Als wesentlich erscheinen - nicht zuletzt aus Flexibilitätsüberlegungen - folgende Richtlinien zu sein, die bei der späteren Programmierung zu beachten sind:

- Die **Programmstruktur** soll **mit** der **Problemstruktur übereinstimmen** (vgl. STEVENS/MYERS/CONSTANTINE 1974,S.129ff.), so daß sie einfach zu überblicken ist;
- die **Verknüpfung** zwischen einzelnen Programmteilen soll **möglichst gering** gehalten werden (vgl. ÖSTERLE 1977,S.251);
- die einzelnen **Programme** sollen **so allgemein wie möglich** formuliert werden, um an möglichst viele Datenkonstellationen angepaßt werden zu können (vgl. dazu auch BENDER et al. 1983,S.52f.)[1];
- möglichst viele Funktionen sollen durch **mehrfach verwendbare Programme** abgedeckt werden (vgl. STEVENS/MYERS/CONSTANTINE 1974, S.132ff.).

Darüber hinaus soll auf eine **ausführliche Dokumentation** Wert gelegt werden (vgl. dazu auch den Teil III des Anhangs). Dadurch wird das Programmsystem überhaupt erst zugänglich (vgl. dazu z.B. YOURDON 1975, S.9ff.), was eine Grundvoraussetzung für eventuell notwendig werdende Anpassungsmaßnahmen darstellt (vgl. dazu z.B. BALZERT 1982, S.56f.).

Nachdem wir die Grundsatzfragen zu einer EDV-technischen Realisierung beantwortet haben, sind wir nun in der Lage, auf dieser Basis einen Programmentwurf zu erstellen. Entsprechend der oben festgelegten Vorgehensweise wollen wir dabei zunächst das Grobkonzept des zu entwickelnden Programmsystems vorstellen.

6.2 Das Grobkonzept der EDV-technischen Realisierung

Im folgenden wird der generelle Aufbau des Programmsystems beschrieben, in dem das gewählte Modell zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse EDV-technisch umgesetzt werden soll. Da die Programmstruktur entsprechend der ersten Verfahrensrichtlinie zur Realisierung des funktionsorientierten top-down-Ansatzes mit der Problemstruktur übereinstimmen soll (vgl. dazu 6.1 Punkt (4)), müssen wir in diesem Kapitel in großem Maße auf die Deskription des formalen Modells in Kapitel 4. der Arbeit zurückgreifen.

---

[1] Dieses gilt natürlich nur, solange die allgemeinere Formulierung eines Programms keinen bedeutenden Mehraufwand mit sich bringt.

Auf der **obersten Ebene** der Abstraktion soll sich die Programmstruktur am **Prognoseprozeß** orientieren (vgl. dazu auch 4.4.2). Damit weist das Programmsystem unter zusätzlicher Beachtung eines "Start-Moduls" die in Abb.6.2-1 visualisierte Grundstruktur auf.

Die Entscheidung, die EDV-technische Umsetzung des gewählten Modells zunächst anhand des Prognoseprozesses zu strukturieren, ergibt sich aus der funktionsorientierten Vorgehensweise, die zur Entwicklung eines Programmentwurfs gewählt wurde. So lassen sich die Hauptschritte des formalen Prognoseprozesses als die (Haupt-) Funktionen interpretieren, die innerhalb einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse anfallen.

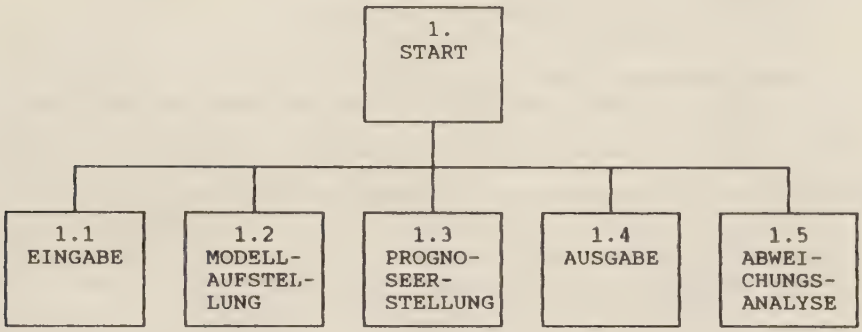


Abb.6.2-1: Grundstruktur der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells

Im einzelnen beinhalten die in Abb. 6.2-1 enthaltenen Module folgende Funktionen:

- **START:**
  - Starten des Programmsystems
  - Initialisierung der globalen Variablen[1]
  - Ausgabe eines kurzen Benutzerhinweises zum Programmsystem
  - Eingabe des Jahres, das betrachtet werden soll

- **EINGABE:**
  - Eingabe der Monatsberichte (Stromverbrauchsdaten)
  - Eingabe der Konjunkturdaten
  - Eingabe der Kalenderdaten - soweit dieses nötig ist[2]

---

[1] Zu deren Kennzeichnung und Bedeutung vgl. CURTH/EDELMANN 1986,S.83f.

[2] Um eine flexible EDV-Lösung des Modells zu realisieren, sollen alle Kalendereinflüsse nach Möglichkeit vom Programmsystem selbst berechnet werden.

- Eingabe der Heizgradtage
- Ausgabe, welche Daten vorhanden sind bzw. eingegeben wurden

- **AUFSTELLUNG DES PROGNOSEMODELLS:**
  - Durchführung einer (multiplen) Regressionsanalyse zur Quantifizierung des (der) Erklärungsmodells(e)
  - Ausgabe/Modifizierung der Prognosemodelle
  - Spezifikation von Sondereinflüssen

- **PROGNOSEERSTELLUNG:**
  - Eingabe der Jahresprognosen für den Stromverbrauch
  - Erstellung einer Konjunkturprognose
  - Durchführung der Temperatursimulation

- **AUSGABE:**
  - Auflistung der Stromverbrauchsdaten
  - Auflistung der Konjunkturdaten

- **ABWEICHUNGSANALYSE:**
  - Vergleich und Abweichungsanalyse für Prognose-Werte und Ist-Werte
  - Vergleich und Abweichungsanalyse für Ist-Werte zum Vorjahr

Aufgrund dieser funktionalen Spezifikationen läßt sich die Struktur der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells um eine weitere Ebene ergänzen (vgl. dazu Abb. 6.2-2). Dabei haben wir in dieser Abbildung nur solche Module erfaßt, in denen eine Kommunikation zwischen Mensch und Maschine erfolgt[1], da nur diese Module dem Benutzer des Programmsystems offenkundig werden.

---

[1] Damit scheiden die Funktionen des START-Moduls bei der Darstellung in Abb.6.2-2 aus.

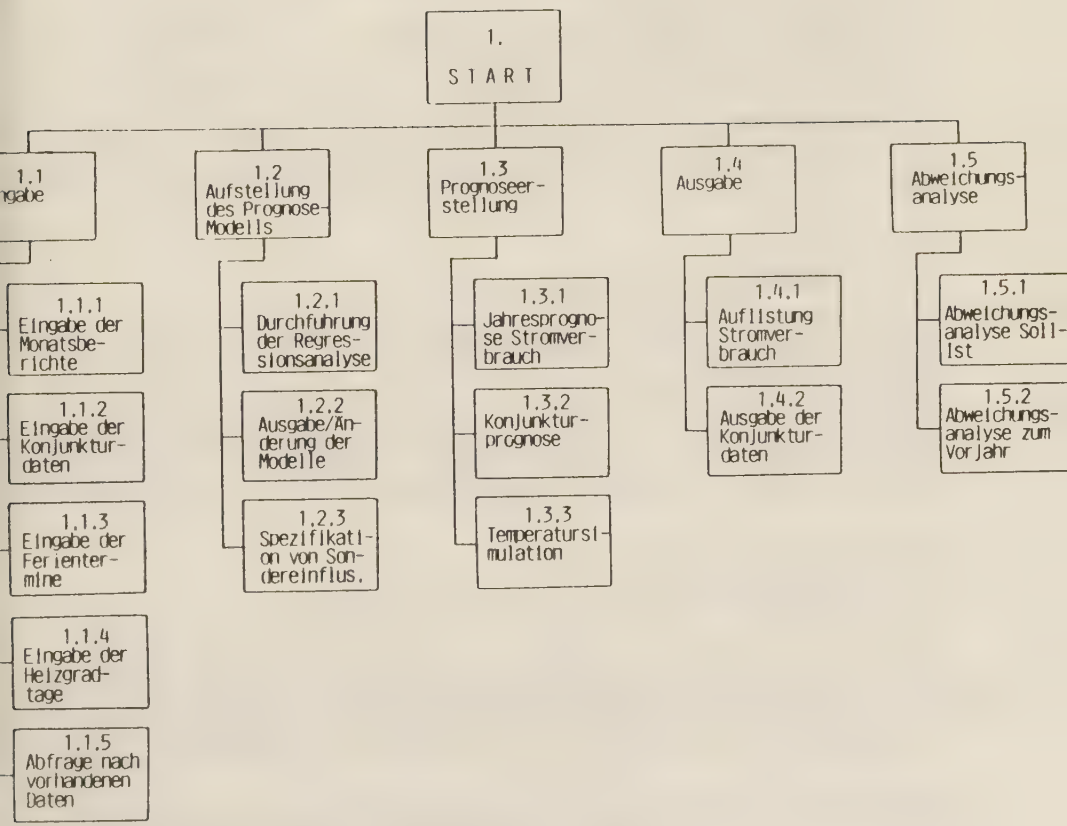


Abb.6.2-2: Verfeinerte Grundstruktur der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells

6.3 Ausgewählte Einzelprobleme der (EDV-technischen) Realisierung

In diesem Kapitel wollen wir einige Einzelprobleme, die bei der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells aufgetreten sind, sowie deren Lösungen eingehender behandeln. Bei der Auswahl der darzustellenden Probleme orientieren wir uns an der Bedeutung, die ein Einzelproblem für das gesamte Programmsystem und für das Gesamtverständnis bzgl. des Modells besitzt. Die Darstellung der dabei ausgewählten Einzelprobleme erfolgt dann entsprechend dem Grobkonzept der EDV-technischen Realisierung, wobei jedoch zunächst ein übergreifender Punkt vorangestellt wird, der die Dialoggestaltung und damit das gesamte Programmsystem betrifft. Im einzelnen werden folgende Punkte behandelt:

- Probleme der **Dialoggestaltung**,
- Probleme der **Eingabe**,
- Probleme der **Prognosemodellaufstellung**,
- Probleme der **Prognoseerstellung** und
- Probleme der **Abweichungsanalyse**.

Einzelpropbleme, die bei der Gestaltung der (Prognose-) Ausgabe aufgetreten sind, werden nicht in einem Punkt gesondert erörtert, da sie unter die Probleme der Dialoggestaltung subsumiert werden können.

6.3.1 Probleme der Dialoggestaltung

Merkmale der Dialoggestaltung beeinflussen als wesentlicher Gestaltungsparameter einer Software-Ergonomie (vgl. dazu insbesondere GRIESE 1982,S.230ff.; CAKIR 1983,S.341ff.; BULLINGER/GUNZENHÄUSER 1986; SCHÖNPFLUG/WITTSTOCK 1987) meßbar das Benutzerverhalten und das Benutzerurteil über ein Programmsystem (vgl. LÜKE 1983b,S.299; SPINAS 1987,S.241ff.). Inhalt der Dialoggestaltung ist nach MERTENS/GRIESE (1984,S.72ff.) die Gestaltung des **Dialogstils**, des **Dialogablaufes** sowie der **Dialogaus-** und **-eingaben** (vgl. auch BULLINGER 1986, S.9f.).

(1) Dialogstil

Die Festlegung des Dialogstils bzw. die Grobspezifikation des Dialogsystems (vgl. z.B. FÄHNRICH 1986,S.19ff.) bildet den ersten Schritt einer Dialoggestaltung (vgl. dazu insbesondere HEBDITCH 1979,S.177). Hier ist die Frage zu beantworten, welche **grundsätzliche Form des Mensch-Maschine-Dialogs** realisiert werden soll. Die für unser Problem in Frage kommenden Varianten, deren Vor- und Nachteile sowie deren Anwendungseignung für bestimmte Benutzergruppen sind in der Übersicht 6.3-1 wiedergeben[1].

Um den für die EDV-technische Umsetzung des gewählten Modells geeignetsten Dialogstil zu bestimmen, muß geklärt werden, von welchen

---

[1] Zu anderen Klassifikationen vgl. z.B. den Überblick bei LÜKE 1983a,S.92ff. sowie FÄHNRICH 1987,S.30ff. und die dort genannte Literatur.

Art der Technik	Von wem initiiert	Für welche Benutzer geeignet	FÜr welche Benutzer ungeeignet	Vorteil (+) Nachteil (-)
Anfrage	Benutzer	ungeübte, sporadische Benutzer	geübte Benutzer	begrenzt flexibel (-)
Schlüsselworte (in natürlicher Sprache)	Benutzer	für alle Benutzer		einfacher Dialog (+) großer Softwareaufwand (-)
Aktionscode	Benutzer	geübte Benutzer	ungeübte Benutzer	kurzer Dialog (+) Ausbildung notwendig (-)
interaktive Programmiersprachen	Benutzer	geübte Benutzer, die die Programmiersprache beherrschen	ungeübte Benutzer	sehr flexibel (+) gute Ausbildung notwendig (-)
Ja/Nein	Rechner	ungeübte, sporadische Benutzer	geübte Benutzer	einfach (+) unflexibel (-) in der Anwendung schränkt (-)
Anweisung	Rechner	für alle Benutzer		keine DV-Kenntnisse notwendig (+) langsamer, unflexibler Dialog (-)
Menü	Rechner	wenig geübte Benutzer	hochgeübte Benutzer	leichter Dialog (+) klare Führung (+) für Geübte frustierend (-)
Formular	Rechner/ Benutzer	geübte, wenig geübte Benutzer		einfach, klare Führung (+) wenig flexibel (-)

Übersicht 6.3-1: Formen des Dialoges, geordnet nach dem handelnden (Rechner oder Benutzer) Dialogpartner (Quelle: geringfügig modifiziert entnommen von CAKIR 1983, S.342)

Benutzergruppen das Modell primär angewendet werden soll und welche **Aufgaben** damit unterstützt werden. Darüber hinaus sollte der verwendete Dialogstil entsprechend unserer Problemstellung flexibilitätsfördernde Wirkungen aufweisen.

Als Benutzer des Modells kommen sowohl Mitarbeiter in Fachabteilungen als auch das höhere Management in Frage. Damit ist davon auszugehen, daß der Dialogstil sowohl für geübte Benutzer, die z.T. eine Programmiersprache beherrschen, als auch für ungeübte, sporadische Benutzer von EDV-Anwendungen geeignet sein muß. Unter zusätzlicher Beachtung der Bedingung, daß der Dialogstil zumindest nicht unflexibel sein darf, kommt damit lediglich ein vom Benutzer durch Schlüsselworte - die in natürlicher Sprache abgefaßt sind - initiierter Dialog und ein auf Menüs aufgebauter Dialog in Frage. Aufgrund der

relativ begrenzten Kommunikationsmöglichkeiten[1], die in dem gewählten Modell bestehen, und dem wesentlich geringeren Programmieraufwand entscheiden wir uns für einen **menügesteuerten Dialog**. Dabei kann diese Dialogform u.E. auch für einen hochgeübten Benutzer geeigneter gestaltet werden, indem eine geringe Dialogtiefe aufgebaut wird[2].

Der menügesteuerte Dialog ist zudem für die mit dem System zu lösenden **Aufgaben** die geeignetste Dialogform. Da das Modell als Entscheidungsunterstützungssystem eingesetzt werden soll, wird das zu entwickelnde System nur gelegentlich genutzt. Die gelegentliche Systemnutzung induziert eindeutige Systemantworten, ausgefeilte Unterstützungs- und Hilfssysteme und kurze Einlernzeiten (vgl.dazu FÄHNRICH 1987,S.20f.); diese Anforderungen werden durch einen menügesteuerten Dialog erfüllt.

(2) Dialogablauf

Die Festlegung des Dialogablaufes beinhaltet die **Aufteilung** der gesamten Aufgabe **in einzelne Dialogschritte** sowie die **Gestaltung der** dazu notwendigen **Masken**.

Kriterium für die **Aufteilung in einzelne Dialogschritte** ist die **Problemangemessenheit** (vgl. dazu CAKIR 1983,S.343; SPINAS 1987, S.243ff.). Hinter diesem Begriff verbirgt sich die Forderung, daß "die einzelnen Schritte des Dialogs ... so gewählt werden (sollten), wie sie ein im Anwendungsgebiet vertrauter menschlicher Bearbeiter auch wählen würde ..." (MERTENS/GRIESE 1984,S.73). Für das gewählte Modell bietet sich damit an, den in Kapitel 4. skizzierten Prognoseprozeß, der auch als Grundlage für die EDV-technische Realisierung gedient hat (vgl. dazu 6.2), für eine Aufteilung in einzelne Dialogschritte heranzuziehen. Danach stimmen die Dialogschritte auf der ersten und zweiten Ebene mit der in Abb.6.2-2 wiedergegebenen Grundstruktur der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells überein.

Eine über diese Grundsatzstruktur der EDV-technischen Realisierung hinausgehende Untergliederung des Dialoges ist lediglich in Einzelfällen notwendig:

- Die im Modell geforderten, vielfältigen Möglichkeiten zur Kontrolle der Stromverbrauchsdaten (vgl. dazu 4.2) lassen einen weiteren Dialogschritt im Rahmen der Ausgabe (1.4) notwendig werden. Die dadurch entstehende hierarchische Teilstruktur des Ausgabeteils visualisiert die Abb.6.3-1.

---

[1] Hiermit ist gemeint, daß der Benutzer im Rahmen des Dialoges nur eine sehr begrenzte Anzahl verschiedenartiger Aufgaben auswählen kann.

[2] Eine andere Möglichkeit bestünde in der Entwicklung eines adaptiven und flexiblen Dialogablaufs, der sich an individuellen Benutzermerkmalen ausrichtet (vgl. dazu LÜKE 1983a,S.123f. und die dort zitierte Literatur). Der damit verbundene hohe (Programmier-) Aufwand ist im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht zu bewältigen, so daß von dieser Lösung Abstand genommen wird.

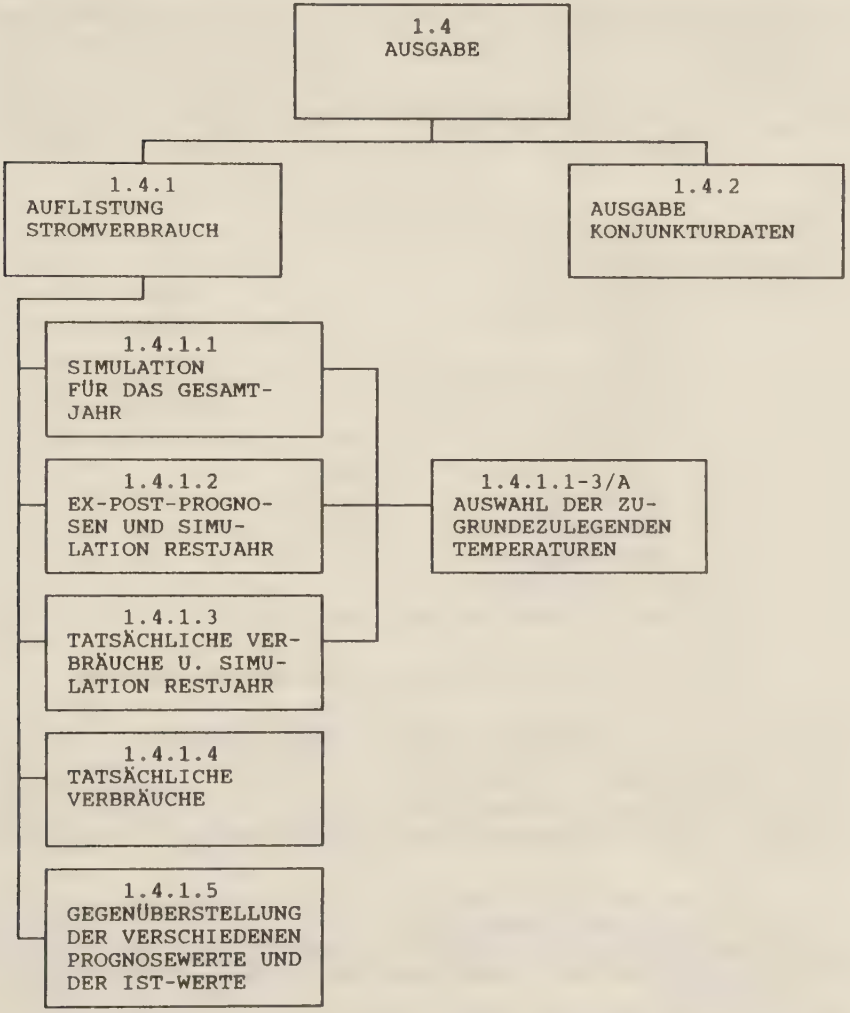


Abb.6.3-1: Teilstruktur des Ausgabeteils der EDV-technischen Realisierung des gewählten Modells

- Zusätzlich ist nach den Schritten 1.4.1.1 bis 1.4.1.3 auszuwählen, welche Temperaturen bei der Ausgabe zu Grunde gelegt werden sollen.
- Bei der Ausgabe/Änderung der Regressionsmodelle und der Durchführung einer Abweichungsanalyse muß zusätzlich eine Kundengruppe

spezifiziert werden. Hierzu wird jeweils ein zusätzlicher Dialogschritt mit Hilfe der Maske (MAS440) eingeführt (vgl. dazu Abb.6.3-2).

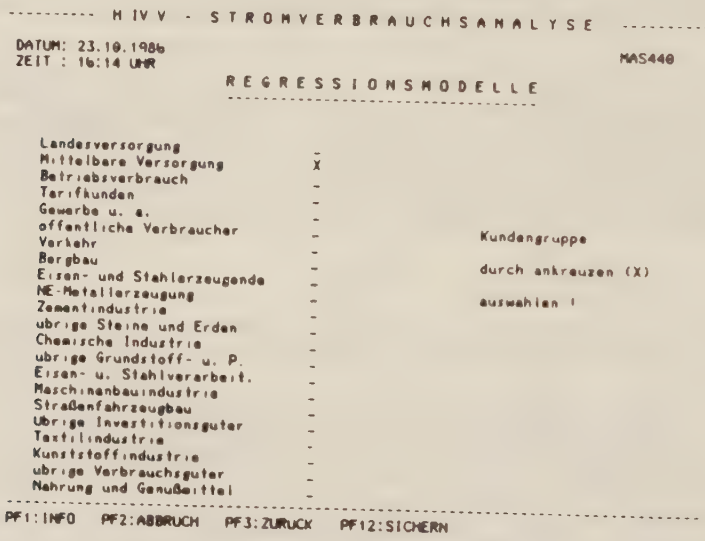


Abb.6.3-2: Maske zur Auswahl einer Kundengruppe (MAS440)

Die **Gestaltung der Masken**, die die einzelnen Schritte des Dialoges bilden, erfolgt weitgehend nach einheitlichen Prinzipien (vgl. dazu auch MERTENS 1977,S.672; MORITZ 1983,S.113). Ferner werden die einzelnen Masken **stark strukturiert**, wobei nach dem "Gesetz der guten Gestalt" folgende Prinzipien Beachtung finden (vgl. z.B. ZIEGLER 1987,S.56f.):

- Prinzip der **Gleichartigkeit**: gleichartige oder ähnliche Elemente werden zu Gruppen zusammengefaßt. Sie erhalten z.B. die gleiche Farbe und Form. Auch innerhalb verschiedener Bildschirmmasken findet diese Prinzip Anwendung: beispielsweise sind alle Eingaben rot gehalten.
- Prinzip der **Nähe**: von sonst gleichartigen Elementen werden die räumlich benachbarten Elemente zu Gruppen zusammengefaßt. Mit Hilfe dieses Prinzips werden beispielsweise aus den insgesamt 21 Kundengruppen größere Marktsegmente (z.B. die Industriezweige) gebildet.
- Prinzip der **Symmetrie**: symmetrisch angeordnete Elemente werden zusammengefaßt. Dieses Prinzip findet sich etwa in den Ausgabemasken wieder, die symmetrisch gestaltet wurden, wobei jeder Block die Daten eines Kalendermonats beinhaltet.

Diese Prinzipien unterstützen in großem Umfang die subjektive Annehmbarkeit von Bildschirmmasken und der Leistungen von Dialoganwen-

dungen (vgl. dazu insbesondere BENZ/HAUBNER 1983,S.124ff.)[1]. Insgesamt gewährleistet die Einheitlichkeit und starke Strukturierung der Masken, daß eine möglichst geringe Erfassungszeit bei den verschiedenen Masken sichergestellt wird. Der Grundaufbau einer Maske zur Steuerung des Dialogablaufes ist in der Abb.6.3-3 wiedergegeben. Je Auswahlmaske sind etwa 5-7 Möglichkeiten vorgegeben, da hierdurch eine optimale Dialogtiefe und -breite realisert werden konnte (vgl. dazu z.B. PARKINSON et al. 1988,S.682ff.).

```
---------- HIVV - STROMVERBRAUCHSANALYSE ----------

                                                Name der Maske
DATUM:
ZEIT :      UHR

                Bitte wahlen Sie:
                -----------------

                * Auswahl 1
                * Auswahl 2
                * Auswahl 3
                * Auswahl 4
                * Auswahl 5

                Auswahl: Cursor auf blinkenden Punkt / DAT FREIG


--------------------------------------------------------------------------------
PF1:INFO   PF2:ABBRUCH   PF3:ZURUCK   PF12:SICHERN
```

Abb.6.3-3: Grundaufbau einer Maske zur Steuerung des Dialogablaufs

(3) Dialogeingaben

Bei der Gestaltung der Dialogeingaben wurden vor allem folgende Punkte beachtet (vgl. dazu auch MERTENS 1977,S.670ff.; MERTENS/GRIESE 1984,S.81ff.):

- **Eingabefelder** auf einer Maske wurden deutlich sichtbar **voneinander getrennt.**
- Jedes Eingabefeld enthält jeweils nur **eine Eingabe.**
- Dem Benutzer werden eine Reihe von **Formatierungshilfen** gegeben.
- Im Programmsystem sind eine Reihe von **Plausibilitätskontrollen** vorhanden, die Eingabefehler verhindern helfen.

---

[1] Zu weiteren allgemeinen Gestaltungsprinzipien vgl. auch LÜKE 1983a,S.86ff. und die dort zitierte Literatur.

(4) Dialogausgaben

Auch bzgl. der Dialogausgaben seien an dieser Stelle nur kurz einige Gestaltungsprinzipien erwähnt, da der formalen Gestaltung der Dialogausgaben nicht die Bedeutung zukommmt, wie dieses beim Dialogablauf der Fall ist (vgl. auch MERTENS/GRIESE 1984,S.78). Als Gestaltungsprinzipien wurden bei den Dialogausgaben beachtet (vgl. auch ZIEGLER 1987,S.64ff.):

- Einheitlichkeit;
- Numerische Ausgaben erscheinen rechts-, alphanumerische Ausgaben linksbündig;
- problemangemessener Ausgabeumfang;
- farbliche Unterstützung.

6.3.2 Probleme der Dateneingabe - Die Aktualisierung der Daten

Ein Grundgedanke des gewählten Modells besteht darin, daß es ständig an die neuesten Entwicklungen angepaßt werden kann. Damit muß bei der EDV-technischen Realisierung des Modells die Möglichkeit geschaffen werden, laufend und mit geringem Aufwand die im Modell verwendeten Daten zu aktualisieren. Konkret bezieht sich diese Anforderung auf

- die Stromverbrauchsdaten,
- die Konjunkturdaten,
- die Heizgradtage und
- die Ferientermine.

Die im EDV-Modell verankerten Möglichkeiten zur Aktualisierung dieser Daten wollen wir im folgenden kurz ansprechen.

(1) Aktualisierung der Stromverbrauchsdaten

Die Aktualisierung der Stromverbrauchsdaten erfolgt **manuell**. Mit Hilfe der in Abb.6.3-4 abgebildeten Maske MAS110 werden die aktuellsten Stromverbrauchsdaten erfaßt und abgespeichert.

Neben der **fortlaufenden Datenerfassung** kann die Maske MAS110 auch zur **nachträglichen Korrektur** vorhandener, abgespeicherter Daten verwendet werden. Hierdurch sind jederzeit nachträgliche Anpassungen möglich, wie sie etwa durch eine fehlerhafte Datenerfassung u.ä. notwendig werden können.

Ferner ist darauf hinzuweisen, daß die Aktualisierung der Daten - dieses gilt sowohl für die Stromverbräuche als auch für alle anderen zu erfassenden Größen - dadurch erleichtert wird, daß beim Aufruf der entsprechende Eingabemaske derjenige Monat ausgegeben wird, für den als nächstes die Daten eingegeben werden müssen.

(2) Aktualisierung der Konjunkturdaten

Zur Aktualisierung der Konjunkturdaten stehen zwei Möglichkeiten zur Verfügung. Erstens können, wie bei den Stromverbrauchsdaten, die Indizes der industriellen Nettoproduktion **manuell** im Rahmen des Dia-

```
---------- H I V V  -  S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 23.10.1986                                              MAS110

ZEIT : 15:56 UHR

              M O N A T S B E R I C H T    ==)    10.1986


  Mittelbare Versorgung          ___      Eisen- u. Stahlverarbeitung ___
  Betriebsverbrauch              ___      Maschinenbauindustrie       ___
  Tarifkunden                    ___      Straßenfahrzeugbau          ___
  Gewerbe u.ä.                   ___      Übrige Investitionsgüter    ___
  Öffentliche Verbraucher        ___
  Verkehr                        ___      Textilindustrie             ___
                                          Kunststoffindustrie         ___
  Bergbau                        ___      Übrige Verbrauchsgüter      ___

  Eisen- und Stahlindustrie      ___      Nahrung und Genußmittel     ___
  NE-Metallindustrie             ___
  Zementindustrie                ___
  Übrige Steine und Erden        ___
  Chemische Industrie            ___           Angaben in GWh
  Übrige Grundstoff- u. P.       ___


--------------------------------------------------------------------------------
PF1:INFO   PF2:ABBRUCH   PF3:ZURUCK   PF12:SICHERN
```

Abb.6.3-4: Maske zur Aktualisierung der Stromverbrauchsdaten (MAS110)

```
---------- H I V V  -  S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 23.10.1986                                              MAS120

ZEIT : 16:01 UHR

        Index der industriellen
        Nettoproduktion                  Für: 10.1986

  Bergbau u.verarbeitendes      ___._      Investitionsgüter           ___._
                                           Stahlverformung             ___._
  Bergbau                       ___._
                                           Verbrauchsguter             ___._
  Grundstoff u. Produktion.     ___._      Kunststoffindustrie         ___._
  Eisenschaffende Industrie     ___._      Textilindustrie             ___._
  NE-Metallerzeugung            ___._
  Steine u. Erden               ___._      Nahrungs- u. Genußmittel    ___._
  Chemische Industrie           ___._


--------------------------------------------------------------------------------
PF1:INFO   PF2:ABBRUCH   PF3:ZURUCK   PF12:SICHERN
```

Abb.6.3-5: Maske zur Aktualisierung der Konjunkturdaten (MAS120)

logweges eingegeben werden. Die Abb.6.3-5 gibt die dazugehörige Maske (MAS120) wieder. Zweitens erfolgt eine, vom Programmsystem **automatisch** durchgeführte Aktualisierung der Daten.

Die vom Programmsystem **automatisch durchgeführte Aktualisierung** der Daten[1] erfolgt mittels Datenbankzugriffs. Dabei wird auf die bei VEW installierte Datenbank "ZERAS" zugegriffen, die ca.16000 energiewirtschaftlich relevante Zeitreihen beinhaltet. Von diesen interessieren im Rahmen dieser Arbeit jedoch lediglich die Zeitreihen zu den Indizes der industriellen Nettoproduktion verschiedener Branchen und zu den Heizgradtagen[2].

Da ZERAS in unregelmäßigen Zeitabständen aktualisiert wird, und die Zeitpunkte, zu denen eine Aktualisierung vorgenommen wird, nicht explizit bekannt gegeben werden, muß die Möglichkeit geschaffen werden, bei jeder sich bietenden Gelegenheit auf ZERAS zuzugreifen und eine eventuell durchgeführte Aktualisierung der Daten für das vorliegende Programmsystem zu nutzen. Da ein Datenbankzugriff generell zeitintensiv ist, soll eine **Aktualisierung** der im Programmsytem vorhandenen **Daten** automatisch, d.h. durch Zugriff auf die Datenbank ZERAS nur bei folgenden Gelegenheiten erfolgen:

- der Benutzer fragt die vorhandenen Daten ab oder
- es wird ein (neues) Regressionsmodell erstellt.

In beiden Fällen werden die für das Programmsystem bekannten Daten zu den einzelnen Indizes der industriellen Nettoproduktion und zu den Heizgradtagen durch die in ZERAS vorhandenen Werte überschrieben. Manuell eingegebene Werte, die zeitlich über die in ZERAS vorhandenen Werte hinausreichen, bleiben jedoch erhalten. Durch diese Vorgehensweise ist gesichert, daß immer die aktuellsten und vertrauenswürdigsten[3] Daten im Programmsystem Verwendung finden.

(3) Aktualisierung der Ferientermine

Die Aktualisierung der Ferientermine kann nur manuell erfolgen. Dabei werden die in Abb.6.3-6 visualisierten Anfangs- und Endtermine der Schulferien benötigt. Besonderheiten sind in diesem Zusammenhang nur insofern zu beachten, als daß dem Benutzer bereits nach Eingabe des zu betrachtenden Jahres der Einstieg in das Programmsystem verwehrt wird, wenn die Ferientermine für das Jahr oder eines der vorausgegangenen Jahre nicht vorliegen.

---

[1] Das im folgenden beschriebene Verfahren wird zur Aktualisierung der Konjunkturdaten und der Heizgradtage verwendet.

[2] Hierbei werden die Heizgradtage des Wetteramtes Essen verwendet.

[3] Es wird unterstellt, daß die in ZERAS vorhandenen Daten eine größere Genauigkeit und Vertrauenswürdigkeit aufweisen, als die manuell eingegebenen Daten.

```
---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 23.10.1986                                                  MAS130

ZEIT : 16:03 UHR

        Eingabe der Ferientermine fur das Jahr: 1988


        Weihnachtsferien (Januar):          -
        Osterferien:                        -
        Pfingstferien:                      -
        Sommerferien:                       -
        Herbstferien:                       -
        Weihnachtsferien (Dezember):        -

--------------------------------------------------------------------------------
PF1:INFO   PF2:ABBRUCH   PF3:ZURUCK   PF12:SICHERN
```

Abb.6.3-6: Maske zur Aktualisierung der Ferientermine (MAS130)

(4) Aktualisierung der Heizgradtage

Die Aktualisierung der Heizgradtage erfolgt analog zu der Aktualisierung der Konjunkturdaten. Auch in diesem Fall können neue Daten manuell (vgl. dazu auch MAS140 in Abb.6.3-7) oder automatisch aktualisiert werden. Insofern können wir auf die Ausführungen zu (2) verweisen.

```
---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 23.10.1986                                                  MAS140

ZEIT : 16:06 UHR

        E I N G A B E  H E I Z G R A D T A G E:  1986


        Januar      663.9          Juli        66.2
        Februar     687.6          August      78.8
        März        476.6          September  236.8
        April       410.6          Oktober     ___.-
        Mai         129.1          November    ___.-
        Juni         90.7          Dezember    ___.-

--------------------------------------------------------------------------------
PF1:INFO   PF2:ABBRUCH   PF3:ZURUCK   PF12:SICHERN
```

Abb.6.3-7: Maske zur Aktualisierung der Heizgradtage (MAS140)

Fassen wir die vorangegangenen Ausführungen zur Beschreibung der im EDV-Modell vorhandenen Aktualisierungsmöglichkeiten **zusammen**, so ermöglicht das Modell zumindest eine jederzeitige manuelle Aktualisierung der Daten. Dabei beinhaltet der Begriff der Aktualisierung in diesem Zusammenhang sowohl die Eingabe neuer (zeitlich aktuellerer) Daten als auch die nachträgliche Korrektur älterer Daten. Bei der Eingabe neuer Daten wird die Aktualisierung dadurch erleichtert, daß dem Benutzer derjenige Monat vorgegeben wird, für den als nächstes eine Eingabe erwartet wird.

Zusätzlich erfolgt bei den Konjunkturdaten und den Heizgradtagen eine vom Programmsystem automatisch durchgeführte Aktualisierung der Daten, so daß sichergestellt wird, daß diese Determinanten des Stromverbrauchs auch dann aktualisiert werden, wenn der Modellbenutzer sie "vergessen" sollte[1].

Nehmen wir eine kurze **Bewertung** der beschriebenen Möglichkeiten zur **Aktualisierung der Daten** im Hinblick auf die **Flexibilität** eines EVU vor, so sind diese Möglichkeiten insgesamt als eine Grundvoraussetzung für die Anpassungsfähigkeit des (EDV-) Modells und damit auch für dessen Beitrag zur Flexibilität eines EVU anzusehen. Insbesondere führen die im (EDV-) Modell implementierten Aktualisierungsmöglichkeiten zu einer Verbesserung der informativen Umweltkopplung und zur Verkürzung der Reaktionszeit.

Ohne die vorhandenen Aktualisierungsmöglichkeiten würde das Modell losgelöst von der Umwelt agieren. Die sich in der Umwelt abspielenden Veränderungen blieben dem Modell verborgen. Damit könnte eine darauf aufbauende (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose im Zeitablauf in immer geringer werdendem Maße ihre Funktion der **informativen Umweltkopplung** wahrnehmen; ein solches Modell würde im Zeitablauf immer weniger zur Flexibilität eines EVU beitragen[2].

Die vielfältigen im Modell verankerten Aktualisierungsmöglichkeiten führen ferner zu einer **Verkürzung der Reaktionszeit**. Um eine Umweltveränderung und damit einen Anpassungsbedarf feststellen zu können, muß die Umwelt beobachtet werden. Die dabei auftretende Beobachtungszeit kann vor allem dadurch verkürzt werden, daß möglichst häufig die zum Erkennen von Umweltveränderungen benötigten Daten beschafft und verarbeitet werden, wobei dieses natürlich mit einem vertretbaren Aufwand erfolgen muß. Dieses leistet das (EDV-) Modell, so daß insgesamt das gewählte Modell auch unter diesem Aspekt einen beträchtlichen Beitrag zur Flexibilität eines EVU leistet.

---

[1] Bei den Stromverbrauchsdaten ist dieses nicht nötig, da diese regelmäßig "veröffentlicht" werden und darüber hinaus den Benutzer im Zusammenhang mit anderen zu lösenden Problemen vielfach interessieren, so daß er diesen eine ganz andere Aufmerksamkeit widmet. Bei den Ferienterminen gilt ähnliches, ihnen kommt nicht zuletzt aus privatem Interesse große Bedeutung zu; zum anderen sind die Termine nicht in ZERAS bzw. in anderen Dateien vorhanden, so daß in diesem Fall eine automatische Aktualisierung von vornherein auszuschließen ist.

[2] Mit steigender Umweltdynamik nimmt dieses Problem natürlich an Bedeutung zu.

6.3.3 Probleme der Prognosemodellerstellung

6.3.3.1 Die Aufstellung der Regressionsmodelle

Zur Quantifizierung der Erklärungs- bzw. Prognosemodelle ist eine multiple Regressionsanalyse durchzuführen. Hierzu wird auf ein Standardprogrammpaket der IBM zurückgegriffen, das jedoch an unser Programmsystem angepaßt werden muß.

Die Aufstellung der Regressionsmodelle vollzieht sich in zwei Schritten:

- Durchführung der eigentlichen **Regressionsanalyse** und
- **Modellreduktion** zur Aufstellung des endgültigen zur Stromverbrauchsprognose und -analyse verwendeten Regressionsmodells.

Da die Aufstellung der Regressionsmodelle automatisch erfolgen soll, sind die Programme des Standardprogrammpaketes so anzupassen, daß sämtliche verlangten Eingaben als Parameter übergeben werden und sämtliche Ausgaben unterdrückt werden.

6.3.3.2 Die Behandlung von Sondereinflüssen

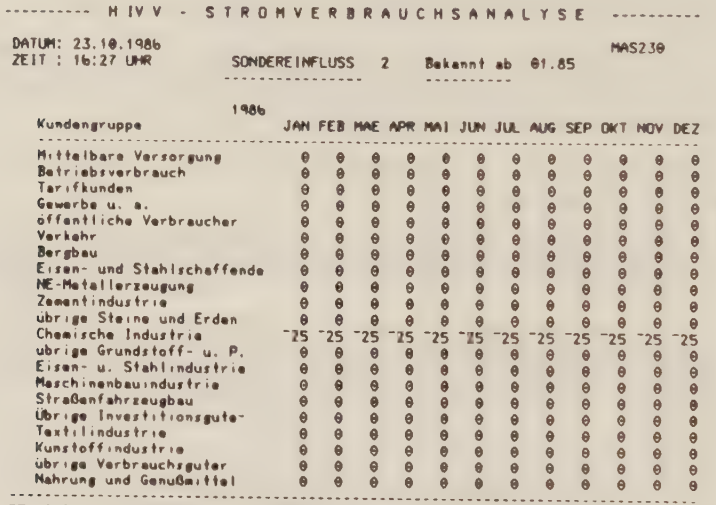
Umweltveränderungen manifestieren sich häufig in einer plötzlichen, durch die Entwicklung der Vergangenheit nicht erklärbaren Änderung des Stromverbrauchs. Um derartige Änderungen im Modell abbilden zu können, wurde die Möglichkeit geschaffen, Sondereinflüsse zu spezifizieren. Die in diesem Zusammenhang bei der EDV-technischen Realisierung des Modells zu beachtenden Probleme wollen wir im folgenden erörtern.

Zunächst ist zwischen zwei grundsätzlich verschiedenen **Arten von Sondereinflüssen** zu differenzieren.

- Zum einen existieren Sondereinflüsse, deren **Ausmaß** im Voraus, **ex ante, bekannt** ist bzw. als bekannt angenommen wird; hierzu zählen die mit Sonderabnehmern vereinbarten (Mindest-) Abnahmemengen bzw. Änderungen in deren Höhe.
- Zum anderen sind Sondereinflüsse zu beachten, deren **Ausmaß nicht** ohne weiteres im Voraus bestimmt werden kann; ein Beispiel für diese Gruppe sind etwa die Auswirkungen eines Streiks.

Diese beiden Arten von Sondereinflüssen erfahren eine grundlegend verschiedene Behandlung innerhalb des (EDV-) Modells. Sondereinflüsse, deren **Ausmaß (ex-ante) bekannt** ist, sind vom Modellbenutzer zu spezifizieren. Die Abb.6.3-8 zeigt die dafür zu verwendende Maske MAS230. Dabei wird deutlich, daß es sich hierbei um einen äußerst anpassungsfähigen Teilbereich des Gesamtmodells handelt, da für jedes (beliebige) Kalenderjahr nach Kundengruppen differenziert eine unbegrenzte Anzahl von Sondereinflüssen, die sich zudem auf eine beliebige Anzahl von Monaten beziehen können, spezifizierbar sind.

Sondereinflüsse, deren **Ausmaß nicht** ohne weiteres **bestimmt** werden kann, werden innerhalb der Regressionsanalyse (vgl. dazu auch 6.3.6) spezifiziert und quantifiziert. Die Spezifikation erfolgt mit Hilfe



```
---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 23.10.1986                                                  MAS230
ZEIT : 16:27 UHR        SONDEREINFLUSS  2    Bekannt ab  01.85

                        1986
Kundengruppe            JAN FEB MAE APR MAI JUN JUL AUG SEP OKT NOV DEZ
-------------------------------------------------------------------------
Mittelbare Versorgung     0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Betriebsverbrauch         0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Tarifkunden               0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Gewerbe u. a.             0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
offentliche Verbraucher   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Verkehr                   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Bergbau                   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Eisen- und Stahlschaffende 0  0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
NE-Metallerzeugung        0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Zementindustrie           0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
übrige Steine und Erden   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Chemische Industrie     -25 -25 -25 -25 -25 -25 -25 -25 -25 -25 -25 -25
übrige Grundstoff- u. P.  0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Eisen- u. Stahlindustrie  0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Maschinenbauindustrie     0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Straßenfahrzeugbau        0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Übrige Investitionsgüte-  0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Textilindustrie           0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Kunstoffindustrie         0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
übrige Verbrauchsguter    0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
Nahrung und Genußmittel   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0   0
-------------------------------------------------------------------------
PF1:INFO  PF2:ABBRUCH  PF3:ZURUCK  PF4: ↓  PF5: ↑  PF12:SICHERN
```

Abb.6.3-8: Maske zur Spezifikation von Sondereinflüssen, deren Ausmaß bekannt ist (MAS230)

einer Dummy-Variablen, die auf der Basis folgender Formel generiert wird:

MM.JJJJ R X R MM.JJJJ

mit: MM Monat
JJJJ Jahr
R Relation (> , ≥ , = , = , ≤ , <)
X laufender Monat.

Mit Hilfe dieser Formel läßt sich nahezu jede beliebige Dummy-Variable erzeugen, mit der ein Sondereinfluß abgebildet werden soll, der in bestimmten Monaten auftritt. Als grundlegende Möglichkeiten sind dabei zu unterscheiden:

- Der Sondereinfluß tritt nur in einem **bestimmten Monat eines bestimmten Jahres**, also z.B. im Juni 1984, auf:

MM.JJJJ R X = 06.1984 .

Der Sondereinfluß wird mit der rechten Hälfte der obigen Formel spezifiziert, wobei die linke Hälfte vom Programm ignoriert wird[1].

- Der Sondereinfluß tritt **ab** einem **bestimmten Monat** eines **bestimmten Jahres** auf, also z.B. ab Januar 1985:

```
MM.JJJJ   R   X   ≥   01.1985
              oder
MM.JJJJ   R   X   >   12.1984
              u.a.m.
```

- Der Sondereinfluß ist **in** einem **bestimmten Monat** in **jedem Jahr** zu beobachten, also z.B. im Dezember eines jeden Jahres:

```
MM.JJJJ   R   X   =   12.JJJJ .
```

D.h., soll der Sondereinfluß in jedem Jahr berücksichtigt werden, muß nur die Angabe eines Jahres unterlassen werden.

- Schließlich kann ein Sondereinfluß auf ein **bestimmtes Zeitintervall** beschränkt werden, also z.B. auf Mai bis Juli 1984:

```
04.1984   <   X   <   08.1984
              oder
05.1984   ≤   X   ≤   07.1984
              u.a.m.
```

oder auf ein **Zeitintervall** in **jedem Jahr**:

```
04.JJJJ   <   X   <   08.JJJJ .
```

Mit Hilfe dieser Spezifikationen wird eine Dummy-Variable generiert (SONDER), die eine 1 für diejenigen Monate (X) enthält, in denen der Sondereinfluß greift, und sonst eine 0.

Die **Quantifizierung** des Sondereinflusses erfolgt dann im Rahmen der Regressionsanalyse.

Im EDV-Modell wurde die Möglichkeit geschaffen, nur einen einzigen derartigen Sondereinfluß für jede Kundengruppe zu spezifizieren. Sollen in einem Erklärungs- bzw. Prognosemodell **mehrere Sondereinflüsse** Berücksichtigung finden, **deren Ausmaß nicht bekannt ist**, so muß dieses sequentiell erfolgen. Dabei wird jeder Sondereinfluß, der mit Hilfe der Regressionsanalyse spezifiziert worden ist, anschließend bei den (ex-ante) bekannten Sondereinflüssen aufgenommen[2], so daß ein neuer im Ausmaß nicht bekannter Sondereinfluß spezifiziert und mit Hilfe einer erneuten Regressionsanalyse quantifiziert werden kann usw.

Nachdem wir die beiden grundsätzlichen im (EDV-) Modell verankerten Sondereinflüsse kennengelernt haben, ist im folgenden zu klären, wie

---

[1] Der Sondereinfluß kann natürlich auch nur mit Hilfe der linken Hälfte der obigen Gleichung spezifiziert werden.

[2] Durch die Regressionsanalyse ist das Ausmaß des Sondereinflusses jetzt bekannt !

diese Sondereinflüsse bei der Aufstellung der Prognose u.a.m. Berücksichtigung finden, also wie die beiden grundsätzlichen **Arten des Sondereinflusses im übrigen Programmsystem** nach ihrer Spezifikation und Quantifizierung **verarbeitet werden.** Zur Beantwortung dieser Frage orientieren wir uns an dem im Modell verankerten **Prognoseprozeß** (vgl. ausführlich dazu 4.4.2).

Bei der **Eingabe** bleiben die Sondereinflüsse unberücksichtigt. Da die Sondereinflüsse die Stromverbräuche betreffen, käme allein in diesem Zusammenhang eine Berücksichtigung in Frage. Hierfür wäre es notwendig, den gesamten Stromverbrauch einer jeden Kundengruppe in einen "normalen" und einen auf Sondereinflüsse zurückzuführenden Verbrauch zu zerlegen. Greifen bei einer Kundengruppe zu einem Zeitpunkt mehrere Sondereinflüsse, so müßte der auf Sondereinflüsse zurückzuführende Stromverbrauch konsequenterweise noch auf die einzelnen Sondereinflüsse aufgeteilt werden. Da diese Informationen nicht zur Verfügung stehen, werden nur die "gesamten" Stromverbräuche eingegeben: Sondereinflüsse bleiben unberücksichtigt.

Im Rahmen der **Aufstellung eines Prognosemodells** spielen die Sondereinflüsse (natürlich) eine große Rolle. Dabei erfahren die beiden grundsätzlichen Arten von Sondereinflüssen eine unterschiedliche Behandlung:

- Sondereinflüsse, deren Ausmaß nicht bekannt ist, fließen als unabhängige Variable explizit in die Regressionsanalyse ein. Dieses bedeutet, daß der Stromverbrauch der Vergangenheit in einen normalen, üblichen und einen auf den betreffenden Sondereinfluß zurückzuführenden Teil aufgespalten wird.
- Sondereinflüsse, deren Ausmaß bekannt ist, bleiben dagegen bei der Aufstellung des Regressionsmodells unberücksichtigt. D.h., daß die Regressionsanalyse als abhängige Variable den gesamten Verbrauch verwendet. Damit wird unterstellt, daß sich Sondereinflüsse, deren Ausmaß bekannt ist, in den anderen unabhängigen Variablen niederschlagen.

Diese unterschiedliche Behandlung der Sondereinflüsse in der Regressionsanalyse muß bei der später folgenden Prognoseerstellung entsprechend berücksichtigt werden.

In die **Prognoseerstellung** fließen Sondereinflüsse, deren Ausmaß nicht bekannt ist, mit Hilfe einer Dummy-Variablen ein. Die oben generierte Dummy-Variable wird für das zu prognostizierende Jahr fortgeschrieben und mit dem im Rahmen der Regressionsanalyse ermittelten Regressionskoeffizienten multipliziert. Das daraus resultierende Ergebnis wird zu der Summe der anderen unabhängigen Variablen hinzuaddiert, so daß sich ein vorläufiger Gesamtverbrauch ergibt.

Sondereinflüsse, deren Ausmaß bekannt ist, werden dann zu diesem vorläufigen Gesamtverbrauch hinzuaddiert, so daß sich als Ergebnis der endgültig prognostizierte Gesamtverbrauch für eine Kundengruppe berechnet. Da sich dieser Sondereinfluß sukzessive in den anderen Einflußfaktoren des Stromverbrauchs niederschlägt, ist er im Zeitablauf zu verringern.

In der **Ausgabe** bleiben die Sondereinflüsse unberücksichtigt. Es werden jeweils nur die gesamten Stromverbräuche ausgegeben.

Im Rahmen der **Abweichungsanalyse** werden Sondereinflüsse, deren Ausmaß nicht bekannt ist, als "normale" unabhängige Variablen behandelt. Änderungen in den den Sondereinfluß erfassenden Regressionskoeffizienten werden damit als Teil der Struktur- und Verhaltensänderungen interpretiert.

6.3.4 Probleme der Prognoseaufstellung

6.3.4.1 Die Kalendererzeugung

Kalendereinflüsse besitzen für den Stromverbrauch eine hohe Bedeutung (vgl. dazu 4.2.2). Im einzelnen werden dabei folgende Informationen benötigt:

- Anzahl der Arbeitstage (Montag bis Freitag) in einem Monat;
- Anzahl der Sams- und Sonntage in einem Monat;
- Anzahl der (gesetzlichen) Feiertage in einem Monat;
- Anzahl der Ferientage in einem Monat.

Darüber hinaus werden die grundlegenden Kalendereinflüsse für einzelne Erklärungs- bzw. Prognosemodelle modifiziert (vgl. dazu im einzelnen 4.2.2.2). Diese Modifikationen lassen sich jedoch unmittelbar aus den vier angeführten Kalendereinflüssen berechnen.

Um die EDV-technische Realisierung des gewählten Modells zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse so benutzerfreundlich und vor allem auch so flexibel wie möglich zu gestalten, werden, soweit dieses zu realisieren ist, alle der o.g. **Kalendereinflüsse innerhalb des Programmsystems autonom berechnet.** Dieses ist weitgehend möglich, da sich die Anzahl der Arbeitstage, der Sams- und Sonntage, als auch der Feiertage für jedes beliebige Jahr berechnen läßt; einzig zur Bestimmung der Anzahl der Ferientage wird die Angabe der genauen Ferientermine benötigt.

Im einzelnen werden innerhalb des Programmsystems folgende Berechnungen (Funktionen) benötigt[1]:

- Anzahl der Tage pro Monat ermitteln (ANZTPM):
  - dabei ist zu berücksichtigen, ob es sich bei dem betrachteten Jahr um ein Schaltjahr handelt oder nicht (SCHJ).

- Erzeugung eines Jahreskalenders, in dem die Tagesklassen enthalten sind (TAGK):
  - Montage erhalten eine 1, Dienstage eine 2 usw. sowie Sonntage schließlich eine 7 zugeordnet;
  - Mit Hilfe des Julianischen Kalenders läßt sich der Wochentag des 1.Januars des betrachteten Jahres berechnen;
  - von diesem ausgehend kann ein Jahreskalender der Tagesklassen generiert werden.

---

[1] Im folgenden sind in Klammern die Namen der Programme angegeben, in denen die einzelnen beschriebenen Funktionen programmiert worden sind.

- Tagesindizes der Feiertage ermitteln (FEIER):
  - Vorgabe aller festen Feiertage, wie Neujahr, dem 1.Mai usw.;
  - Ermittlung des Datums aller variablen Feiertage, wie Ostern, Pfingsten usw.;
  - Umwandlung der einzelnen Feiertagsdaten in Tagesindizes für das betreffende Jahr.

- Einteilung des Jahres in Ferien- und Nichtferienzeiten (FERIEN):
  - Aus den im Rahmen des Dialoges vom Benutzer einzugebenden Anfangs- und Endterminen aller Ferien wird das betrachtete Jahr in Ferien- und Nichtferienzeiten eingeteilt.

Aufgrund dieser Berechnungen können alle in den Erklärungs- bzw. Prognosemodellen verwendeten Kalendereinflüsse ermittelt werden (KAL).

Damit verlangt das Programmsystem lediglich die Vorgabe des betrachteten Jahres - eine Angabe, die natürlich unerläßlich für die Erstellung einer Prognose ist, - sowie die Anfangs- und Endtermine der Ferien. Dieses gewährleistet eine größtmögliche Anpassungsfähigkeit des EDV-Modells, da das Programmsystem mit dem geringstmöglichen Aufwand - Eingabe der Ferientermine und des betrachteten Jahres - für ein neues, beliebiges Jahr benutzt werden kann.

6.3.4.2 Die Temperatursimulation

Als weitere Einflußgröße des Stromverbrauchs fungieren in dem von uns gewählten Modell die Heizgradtage, die sich aus den Tagesmitteltemperaturen berechnen lassen (vgl. dazu 4.2.2.1). Zur Prognose der Stromverbräuche ist somit eine Prognose der Heizgradtage bzw. der Tagesmitteltemperaturen notwendig. Da eine (deterministische) Prognose der Temperaturen selbst über sehr kurze Zeiträume äußerst schwierig ist, über den Eintritt bestimmter Temperaturen jedoch empirisch abgesicherte Wahrscheinlichkeitsverteilungen existieren, bietet es sich bei dieser Einflußgröße des Stromverbrauchs an, eine **stochastische Prognose** durchzuführen; dieses geschieht mit Hilfe einer Temperatursimulation.

Das im Rahmen dieses Modells verwendete Verfahren zur **Simulation** statistisch repräsentativer Temperaturen wurde vom Verfasser bereits zur Lösung eines anderen energiewirtschaftlichen Problems in APL programmiert (vgl. dazu EDELMANN 1983,S.45ff.; 1985,S.250ff.). Daher konnten die entsprechenden Programmodule für das vorliegende Problem übernommen werden. Da dem dabei verwendeten Verfahren für das Verständnis dieser Arbeit erhebliche Bedeutung zukommt, und die Temperaturen bzw. Heizgradtage einen sehr großen Einfluß auf die Höhe des Stromverbrauchs besitzen, ist es u.E. notwendig, das Verfahren ausführlich darzustellen.

Bei dem hier verwendeten **Verfahren zur Erzeugung statistisch repräsentativer Temperaturen** (vgl. dazu insbesondere KUCHARSKI 1973, S.535ff.; 1976,S.258ff.) handelt es sich um ein sog. Kompositions-

verfahren[1] (vgl. dazu z.B. KÖCHER et al. 1972,S.94ff.), bei dem folgende Teilschritte auftreten (vgl. dazu EDELMANN 1983,S.45ff.):

(1) Ausgehend von vorgegebenen, langjährigen Monatsdurchschnittstemperaturen, die jeweils dem 15. des entsprechenden Monats zugeordnet werden, wird ein "statistisches Durchschnittsjahr" ermittelt (Abb.6.3-9).

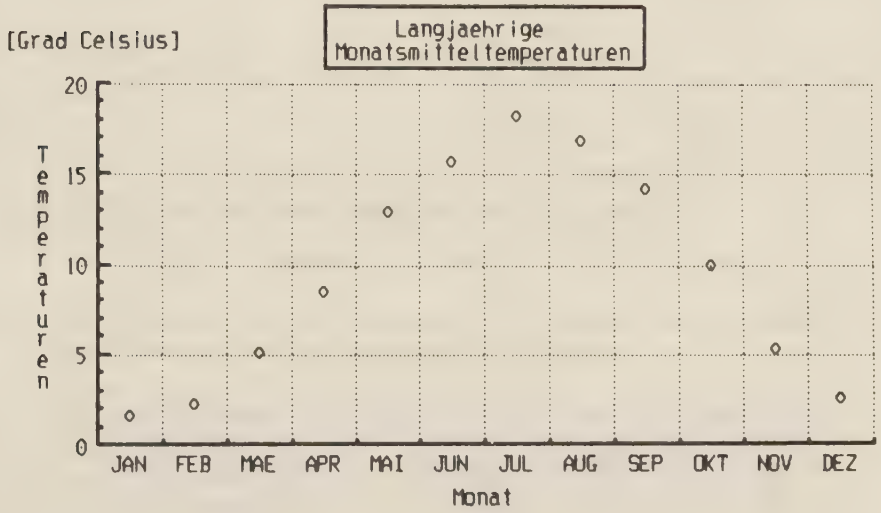


Abb.6.3-9: Ausgangspunkte der Temperatursimulation (langjährige Monatsmitteltemperaturen)

Den Tagen zwischen zwei Monatsmitten wird mittels linearer Interpolation eine "Durchschnittstemperatur" zugewiesen (TAGE), so daß sich der in Abb.6.3-10 gezeigte Verlauf ergibt.

---

[1] Die sonst übliche Transformationsmethode (vgl. dazu z.B. KÖCHER 1972,S.94ff.) kann in diesem Zusammenhang nicht verwendet werden, da zwischen aufeinanderfolgenden Temperaturen eine Korrelation besteht, die bei der Temperatursimulation zu berücksichtigen ist; dieses vermag die Transformationsmethode nicht zu leisten (vgl. auch EDELMANN 1983,S.40).

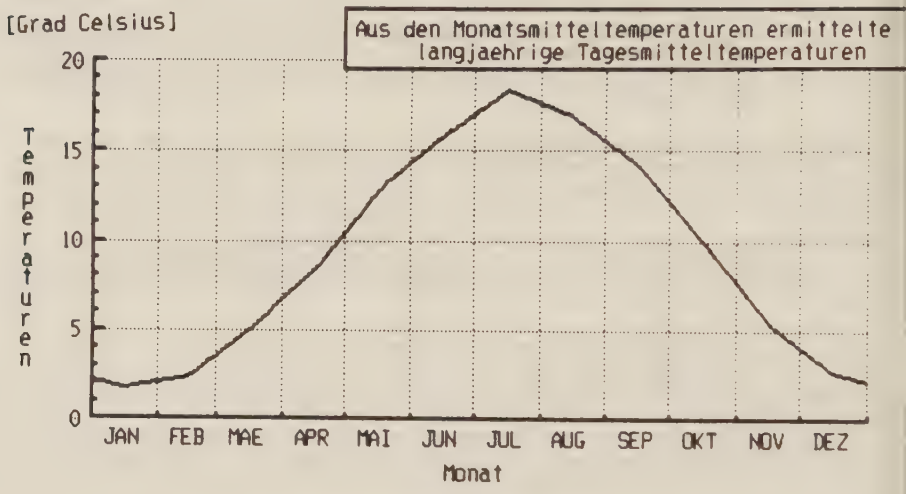


Abb.6.3-10: Tagesmitteltemperaturen eines Kalenderjahres aus denen alternative Temperaturverläufe erzeugt werden

Zur Verdeutlichung des gewählten Verfahrens zur Erzeugung statistisch repräsentativer Temperaturen wollen wir parallel zu der reinen Deskription des Verfahrens eine beispielhafte Anwendung demonstrieren. Diese soll für den Zeitraum 15.Dezember bis 22.Dezember erfolgen. Für Dezember wird dabei eine langjährige Monatsmitteltemperatur von 2.6°C und für Januar von 1.7°C zugrundegelegt. Damit ergeben sich die in Übersicht 6.3-2 wiedergegebenen (langjährigen) Tagesmitteltemperaturen für den exemplarisch betrachteten Zeitraum.

Datum	15.12	16.12	17.12	18.12	19.12	20.12	21.12	22.12
Temp.	2.60	2.57	2.54	2.51	2.48	2.45	2.43	2.40

Übersicht 6.3-2: Beispiel zur Erläuterung der Temperatursimulation - langjährige "Tagesmitteltemperaturen" für den Zeitraum 15. bis 22.Dezember

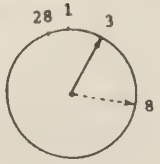
(2) Mit Hilfe des im APL-Sprachumfang vorhandenen Zufallszahlengenerators (vgl. dazu CURTH/EDELMANN 1986,S.41f.) werden aus den langjährigen "Tagesmitteltemperaturen" alternative Temperaturverläufe generiert (JAHRE). Dabei sind folgende Einzelschritte zu durchlaufen:

(a) Bestimmung der **Perioden** mit **gleichen klimatischen Verhältnissen**, deren Dauer innerhalb des Intervalls [1 ≤ Dauer

$\leq d_{max}$] gleichverteilt ist. Als maximale Dauer (d_{max}) fungieren im vorliegenden Modell 28 Tage, da mit dieser Zeitdauer die besten Ergebnisse hinsichtlich der erzeugten Temperaturen erzielt werden konnten (vgl. dazu auch KUCHARSKI 1976,S.260).

Nehmen wir für unser Beispiel an, die letzte ermittelte Periode gleicher klimatischer Verhältnisse endete am 14. Dezember und die Ermittlung der nächsten Periode gleicher klimatischer Verhältnisse möge ferner folgendes Bild zeigen:

Ganzzahlig, gleichverteilte Zufallszahlen aus [1,28]



damit erhalten wir:

Perioden gleicher klimatischer Verhältnisse

Startpunkt		Dauer	Endpunkt
15.12	+	3	18.12
19.12	+	8	27.12 .

(b) Während der Perioden mit gleichen klimatischen Verhältnissen ist die **Grobabweichung** der (simulierten) Tagesmitteltemperaturen von den jeweiligen langjährigen Tagesmitteltemperaturen (vgl. (1)) gleich hoch. Diese Grobabweichung ist mit einer vorzugebenden Streuung (S) normalverteilt um den Mittelwert Null. Die normalverteilten Zufallszahlen (Z_n) werden aus zwei (0,1) gleichverteilten Zufallszahlen (Z_{g1} und Z_{g2}) nach folgender Formel gewonnen (vgl. dazu z.B. MERTENS 1982, S.13ff.) (ZUFALL):

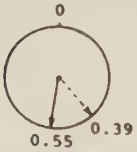
$$Z_n = \sqrt{-2 \times \ln (Z_{g1})} \times \cos (2 \pi \times Z_{g2}) .$$

Ferner ist in diesem Zusammenhang noch darauf hinzuweisen, daß während des Winterquartals (exakter: zwischen dem 15.12 und dem 26.02) mit einer erhöhten Streuung der Grobabweichungen zu arbeiten ist, um auch extrem niedrige Temperaturen erzeugen zu können (vgl. dazu auch KUCHARSKI 1976, S.258ff.). Dabei erwies sich die Verwendung einer 1.8-fachen (Normal-) Streuung für das Winterquartal als ideal (vgl. dazu auch EDELMANN 1983,S.49). Dieser Aspekt besitzt für das hier behandelte Problem große Bedeutung, da modellmäßig nur von den niedrigen Temperaturen (unter 15°C) ein Einfluß auf die Höhe des Stromverbrauchs ausgeht.

Wenden wir uns wieder dem Beispiel zu, so könnte sich bei der Ermittlung der Grobabweichungen (GA) etwa folgendes Bild ergeben (mit S = 2,5):

Für den Zeitraum 15. bis 18.12:

Generator gleichverteilter [0,1] - Zufallszahlen



$$z_{g1/2} = 0.55 \;/\; 0.39$$

$$z_n = \sqrt{-2 \times \ln 0.55} \times \cos(2\pi \times 0.39)$$

$$GA = 1.8 \times 2.5 \times (-0.8426)$$

$$= -3.79 \; .$$

Entsprechend wird für die nächste Periode gleicher klimatischer Verhältnisse (19. bis 27.12) vorgegangen. Dabei mögen sich die beiden gleichverteilten Zufallszahlen $z_{g1/2} = 0.89 / 0.12$ ergeben haben, woraus eine Grobabweichung von 1.58 resultiert. Für den beispielhaft betrachteten Zeitraum erhalten wir damit die folgenden "Zwischentemperaturen"[1]:

Datum	15.12	16.12	17.12	18.12	19.12	20.12	21.12	22.12
Temp.	-1.19	-1.22	-1.25	4.09	4.06	4.03	4.01	3.98

Übersicht 6.3-3: Beispiel zur Erläuterung der Temperatursimulation - Temperaturen nach Berücksichtigung der Grobabweichung für den Zeitraum 15. bis 22.Dezember

Für ein Gesamtjahr kann sich nach Berücksichtigung der Grobabweichung beispielsweise der in Abb.6.3-11 dargestellte Temperaturverlauf ergeben:

[1] Für den 15.12 etwa berechnet sich diese " Zwischentemperatur" aus 2.60°C (vgl. Abb.6.3-11) plus (-3.79°C) - entspricht der Grobabweichung für den Zeitraum, in den der 15.12 fällt - gleich -1.19°C.

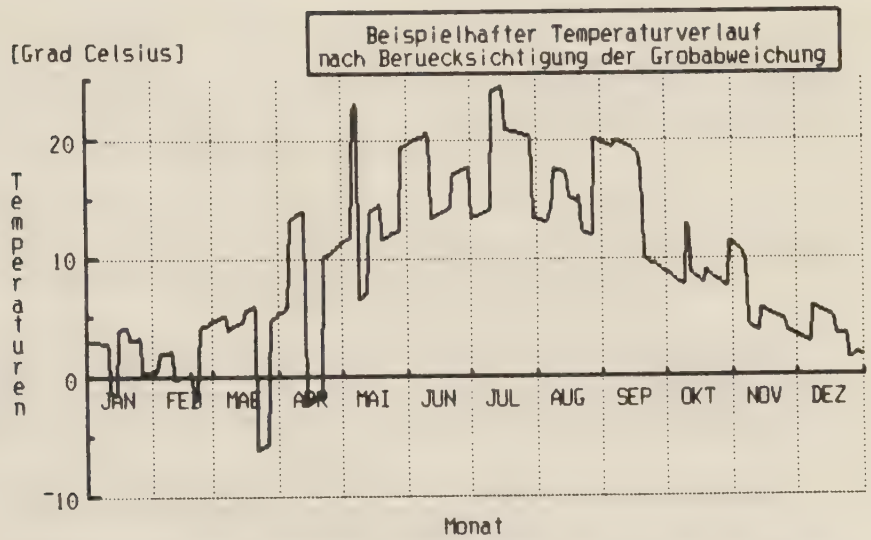


Abb.6.3-11: Beispielhafter Temperaturverlauf eines Kalenderjahres nach Berücksichtigung der Grobabweichungen

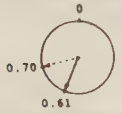
(c) Ferner schwanken innerhalb der Perioden gleicher klimatischer Verhältnisse die Temperaturen an jedem Tag noch mit einer **Feinabweichung** (FA) um die bisher erzeugten "Zwischentemperaturen". Diese Feinabweichungen verteilen sich ebenfalls normalverteilt um Null mit der Streuung (S), die allerdings um einen vorzugebenden Dämpfungsfaktor (α) zu verringern ist. Als realistisch erwies sich dabei ein Dämpfungsfaktor α von 0.2, der im Zusammenspiel mit den anderen Parametern zur Temperaturerzeugung (Monatsmitteltemperaturen, d_{max}, S) zu optimalen Temperaturverteilungen[1] führte (vgl. dazu EDELMANN 1983,S.52ff.).

Die beispielhafte Ermittlung der Feinabweichungen für den von uns exemplarisch herausgegriffenen Zeitraum könnte dabei wie folgt ablaufen:

[1] Optimal in dem Sinn, daß die Abweichungen zwischen den tatsächlichen bzw. empirischen und den simulierten bzw. erzeugten Häufigkeitsverteilungen der Temperaturen minimiert werden.

Für den 15.12:

Generator gleichverteilter (0,1)-Zufallszahlen



$$Z_{g1/2} = 0.61 \;/\; 0.70$$

$$Z_n = \sqrt{-2 \times \ln 0.61} \times \cos(2\pi \times 0.70)$$

$$FA = 0.2 \times 1.8 \times 2.5 \times (-0.3072)$$

$$= -0.28 .$$

Für jeden Tag innerhalb des betrachteten Zeitraumes wird analog verfahren, so daß sich etwa die folgenden (endgültigen) Temperaturen ergeben könnten[1]:

Datum	15.12	16.12	17.12	18.12	19.12	20.12	21.12	22.12
Temp.	-1.47	-0.46	-2.30	3.99	4.09	2.52	3.72	4.00

Übersicht 6.3-4: Beispiel zur Erläuterung der Temperatursimulation - endgültig erzeugte Temperaturen für den Zeitraum 15. bis 22.Dezember

Für ein Kalenderjahr könnte sich dann etwa der folgende endgültige Temperaturverlauf der simulieren Tagesmitteltemperaturen ergeben:

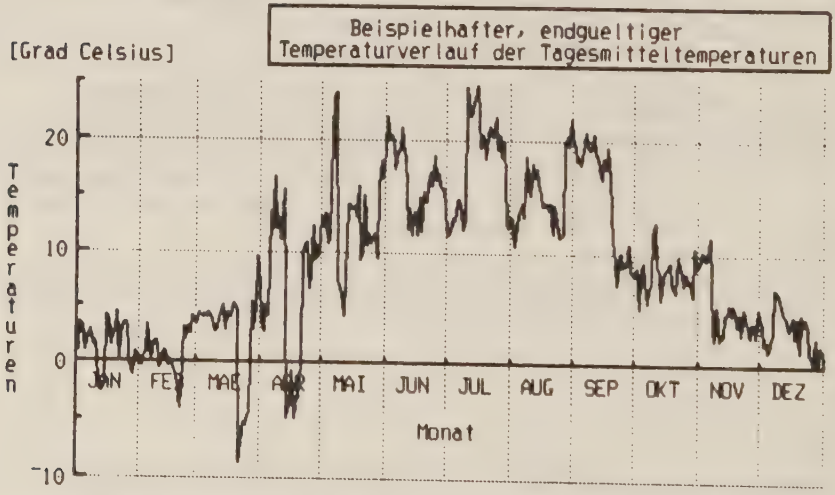


Abb.6.3-12: Beispielhafter, endgültig erzeugter Temperaturverlauf eines Kalenderjahres

[1] Für den 15.12 berechnet sich die endgültige Tagesmitteltemperatur etwa aus -1.19°C (vgl. Abb.6.3-12) plus -0.28°C - dieses entspricht der ermittelten Feinabweichung für diesen Tag - gleich -1.47°C

(3) Diese Schritte werden zunächst solange wiederholt, bis der Temperaturverlauf für ein Kalenderjahr erzeugt worden ist. Anschließend wird dieser Vorgang für eine vorzugebende Anzahl von Simulationsläufen wiederholt. Hierdurch können so viele Temperaturverläufe erzeugt werden, daß die daraus resultierende Häufigkeitsverteilung der Tagesmitteltemperaturen der empirisch vorhandenen Verteilung weitgehend entspricht.

Aus den derart erzeugten Temperaturverläufen können jetzt direkt die **monatlichen Heizgradtage** berechnet werden. Da die Berechnung der Heizgradtage somit auf statistisch repräsentativen Temperaturverläufen beruht, erhält man auch über die Höhe der Heizgradtage (statistisch repräsentative) Häufigkeitsverteilungen[1].

Nachdem wir das im (EDV-) Modell verwendete Verfahren zur Simulation statistisch repräsentativer Temperaturverläufe bzw. monatlicher Heizgradtage ausführlich dargestellt haben, ist im folgenden zu diskutieren, welche Implikationen sich hieraus auf die **Anpassungsfähigkeit des (EDV-) Modells** ergeben, und welche **Bedeutung** dieser Teil des Gesamtmodells **für die Flexibilität eines EVU** besitzt.

Die im Modell gewählte Vorgehensweise, statistisch repräsentative Heizgradtage (Temperaturen) mit Hilfe eines Simulationsverfahrens zu generieren, hat vor allem in zweierlei Hinsicht große Bedeutung für die **Anpassungsfähigkeit des (EDV-) Modells.**

Zum einen besteht durch dieses Verfahren die Möglichkeit, das Modell für jedes beliebige EVU zu verwenden, da jede beliebige Temperaturverteilung wiedergegeben werden kann. Die Verwendung umfangreicher empirischer Daten würde dieses Problem prinzipiell zwar auch lösen, wäre aber wesentlich weniger anpassungsfähig, da zunächst die entsprechenden Temperaturdaten beschafft, eingegeben und abgespeichert werden müßten.

Zum anderen erlaubt das gewählte Verfahren, die Auswirkungen langfristiger Temperaturveränderungen[2] oder strukturelle Veränderungen im Versorgungsgebiet eines EVU[3] abzubilden. Hierdurch wird einerseits die **informative Umweltkopplung** wesentlich erhöht, andererseits eine **selektionsverstärkende Wirkung** in erheblichem Umfang gefördert, indem etwa alternative Anpassungsmaßnahmen durchgespielt und deren Wirkungen bewertet werden können.

Mit den letzten beiden Wirkungen haben wir auch bereits die wesentlichen Punkte angesprochen, die die **Bedeutung** dieses Teils des Gesamtmodells für die **Flexibilität eines EVU** ausmachen: die Möglichkeit, beliebige statistisch repräsentative Heizgradtage bzw. Temperaturen zu erzeugen, erhöht wesentlich die **informative Umweltkopp-**

---

[1] Vgl. hierzu auch die Ergebnisse in EDELMANN 1983,S.53ff.

[2] Dieses ist gar keine abwegige Überlegung, wie zahlreiche Hypothesen zu einer grundlegenden klimatischen Veränderung in den nächsten Jahrzehnten zeigen (vgl. dazu z.B. LANGE 1987,S.14ff.).

[3] Beispielsweise die zunehmende "Landflucht" die dazu führt, daß immer mehr Haushaltskunden in kältere Gebiete, wie das Sauerland ziehen.

lung eines EVU und verstärkt die selektionsfördende Wirkung des Modells. Ferner weist die Verwendung simulierter Heizgradtage (Temperaturen) auf die **benötigte Varietät** hin, indem die Spannbreite der durch alternative Temperaturentwicklungen möglichen Stromverbräuche offengelegt wird. Diese Flexibilitätsfördernde Wirkung ist jedoch nicht auf die Verwendung von Simulationstemperaturen beschränkt; auch beim Einsatz empirischer Temperaturverläufe kann die Spannweite der möglichen Stromverbräuche und damit die benötigte Varietät aufgezeigt werden. Für die Bewertung unseres Modells ist jedoch entscheidend, daß es die benötigte Varietät deutlich macht.

6.3.4.3 Die Konjunkturprognose

Neben den Kalendereinflüssen und den Heizgradtagen fungiert ferner der Index der industriellen Nettoproduktion als Determinante des Stromverbrauchs, der selber zu prognostizieren ist. Grundlage hierfür bildet eine Konjunkturprognose, die durch ein im Rahmen dieser Arbeit entwickeltes Verfahren in einen **monatlichen Index der industriellen Nettoproduktion** (jeweils für eine Branche) umgesetzt wird. Dieses Verfahren, das wir in seinen Grundzügen bereits an anderer Stelle skizziert haben (vgl. dazu 4.2.2.2), wollen wir im folgenden detaillierter vorstellen.

Betrachten wir zur Darstellung des Verfahrens exemplarisch eine einzige Branche, so treten zur Ermittlung der monatlichen Indizes der industriellen Nettoproduktion in dieser Branche folgende **Schritte** auf:

(1) Da sich eine Stromverbrauchsprognose im gewählten Modell auf ein Restjahr beziehen kann, ist in einem ersten Schritt zu bestimmen, für wie viele Monate des betrachteten Jahres eine Konjunkturprognose erstellt werden muß.

    Für eine exemplarische Erläuterung des hier entwickelten Konjunkturprognoseverfahrens wollen wir die Indizes der industriellen Nettoproduktion für den Bergbau und das gesamte verarbeitende Gewerbe verwenden. Dabei mögen die Ist-Werte bis einschließlich Februar 1986 vorliegen, wobei eine Prognose für 1986 erstellt werden soll. Die Ist-Werte der monatlichen industriellen Nettoproduktion seit Januar 1981 sind in der Übersicht 6.3-5 wiedergegeben.

    Damit muß eine Prognose für die letzten 10 Monate des Jahres 1986 erstellt werden.

Monat \ Jahr	1981	1982	1983	1984	1985	1986
Januar	90.22	87.8	86.7	94.3	98.0	101.2
Februar	96.0	93.2	88.9	100.1	98.1	101.7
März	104.8	108.8	104.5	104.1	108.0	-
April	98.8	99.0	93.4	95.5	103.7	-
Mai	95.6	95.0	95.1	101.6	103.6	-
Juni	95.7	97.1	99.8	86.4	100.2	-
Juli	95.6	87.2	86.1	95.2	104.2	-
August	85.4	84.3	87.1	91.1	92.1	-
September	105.3	100.2	103.4	101.1	108.6	-
Oktober	107.92	98.0	102.3	114.2	120.4	-
November	103.9	98.3	104.7	109.7	112.1	-
Dezember	99.1	95.7	101.2	97.7	100.2	-

Übersicht 6.3-5: Monatlicher Index der industriellen Nettoproduktion Bergbau und gesamtes verarbeitendes Gewerbe Januar 1981 bis Februar 1986 (1980 = 100)

(2) Berechnung des jährlichen (= Durchschnitt aller Monate) Index der industriellen Nettoproduktion der Branche i für das Vorjahr des zu prognostizierenden Jahres (${}^{i}_{PJ-1}\overline{INP}$, wobei i ein Index für die betrachtete Branche ist und PJ-1 angibt, daß die Indizes der industriellen Nettoproduktion für das Vorjahr des zu prognostizierenden Jahres (PJ) berechnet werden). Führen wir mit t einen Laufindex für die Monate ein, so gilt:

$$ {}^{i}_{PJ-1}\overline{INP} = \frac{\sum_{t=1}^{12} {}^{i}_{PJ-1}INP_t}{12} . $$

In unserem Beispiel ergibt sich somit[1]:

$$ {}^{1}_{1985}\overline{INP} = (98.0 + 98.1 + 108.0 + 103.7 + 103.6 + 100.2 + 104.2 + 92.1 + 108.6 + 120.4 + 112.1 + 100.2) \div 12 $$

$$ = 104.1 . $$

[1] Im folgenden wird für den Bergbau und das verarbeitende Gewerbe eine 1 an Stelle des Laufindizes i verwendet.

(3) Da die eigentliche Konjunkturprognose i.d.R. nur für ein Kalenderjahr vorliegt, ist im nächsten Schritt zu ermitteln, wie sich die monatlichen Indizes der industriellen Nettoproduktion insgesamt für das Restjahr verändern müssen, damit die jährliche Konjunkturprognose eintrifft.

(a) Dazu wird zunächst die Veränderung der monatlichen Indizes der industriellen Nettoproduktion für die im Prognosejahr aufgelaufenen Monate gegenüber den entsprechenden Vorjahresmonaten ermittelt und aufsummiert ($^{i}_{PJ}VAM_{LI}$):

$$^{i}_{PJ}VAM_{LI} = \sum_{t=1}^{LI} {}^{i}_{PJ}INP_t - {}^{i}_{PJ-1}INP_t$$

mit: LI = Monat, für den die letzten Ist-Werte vorliegen, wobei gilt[1]:

$$[\ 0 \leq LI \leq 12\ ] .$$

In unserem Beispiel ist somit die Veränderung in der industriellen Nettoproduktion im Januar und Februar 1986 gegenüber Januar und Februar 1985 zu berechnen:

$$^{1}_{1986}VAM_2 = (101.2 - 98.0) + (101.7 - 98.1)$$
$$= 6.8 .$$

(b) Diese im Prognosejahr bereits realisierte Veränderung ($^{i}_{PJ}VAM_{LI}$) wird von der gesamten für das Prognosejahr zu realisierenden Veränderung subtrahiert. Dabei berechnet sich die gesamte für das zu prognostizierende Jahr zu realisierende Veränderung aus dem jährlichen Index der industriellen Nettoproduktion im Vorjahr ($^{i}_{PJ-1}\overline{INP}$) und einer modellexogen vorzugebenden Schätzung über die Veränderung der jährlichen Produktionsentwicklung in der betreffenden Branche ($^{i}_{PJ}\overline{PGJ}$). Auf diese Weise läßt sich die auf das Restjahr zu verteilende Änderung in den Indizes der industriellen Nettoproduktion ($^{i}_{PJ}VRM_{LI+1}$) berechnen:

$$^{i}_{PJ}VRM_{LI+1} = (12 \cdot {}^{i}_{PJ-1}\overline{INP} \cdot {}^{i}_{PJ}\overline{PGJ}) - {}^{i}_{PJ}VAM_{LI} .$$

Für unser Beispiel ergibt sich bei einer exogen vorgegebenen Jahresprognose von 3% für $^{1}_{1986}\overline{PGJ}$:

---

[1] Sollten noch keine Daten über die Konjunkturentwicklung im Prognosejahr (PJ) vorliegen, so beträgt die aufgelaufene Veränderung 0; formal wird dieses dadurch ausgedrückt, daß LI auf 0 gesetzt wird.

$$
\begin{aligned}
{}^{1}_{1986}VRM_{3} &= (12 \cdot {}^{1}_{1985}\overline{INP} \cdot {}^{1}_{1986}\overline{PGJ}) - {}^{1}_{1986}VAM_{2} \\
&= (12 \cdot 104.1 \cdot 0.03) - 6.8 \\
&= 30.678 \ .
\end{aligned}
$$

(c) Diese Gesamtveränderung wird gleichmäßig auf die einzelnen Monate verteilt, so daß sich für die restlichen Monate des zu prognostizierenden Jahres eine durchschnittlich noch zu realisierende Veränderung ($^{i}_{PJ}\overline{VRM}_{LI+1}$) ergibt:

$$
{}^{i}_{PJ}\overline{VRM}_{LI+1} = {}^{i}_{PJ}VRM_{LI+1} + (12 - LI) \ .
$$

Kehren wir zu unserem Beispiel zurück, so ergibt sich:

$$
\begin{aligned}
{}^{1}_{1986}\overline{VRM}_{3} &= 30.678 + 10 \\
&= 3.0678 \ .
\end{aligned}
$$

Mit Hilfe dieser Größe ($^{i}_{PJ}\overline{VRM}_{LI+1}$) und den Indizes der industriellen Nettoproduktion aus der Vergangenheit sind wir nun in der Lage, die monatlichen Indizes der industriellen Nettoproduktion für das Prognosejahr zu berechnen.

Die wesentlichen Probleme bei der Berechnung der monatlichen Indizes der industriellen Nettcproduktion bestehen in der adäquaten Wiedergabe des Saisonzyklusses und in der Lösung des sog. Niveauproblems. Beide Probleme werden wir in den beiden folgenden Punkten skizzieren.

(4) Zunächst ist in die Prognose der monatliche **Saisonzyklus** einzuarbeiten. Dazu werden die "Gewichte" der einzelnen Monate benötigt. Deren Berechnung spaltet sich in zwei Schritte auf.

(a) Berechnung des durchschnittlichen Index der industriellen Nettoproduktion für die zu prognostizierenden Kalendermonate in den vergangenen Jahren ($^{i}_{T}\overline{INP}_{LI+1}$), wobei T die (vergangenen) Jahre, die als Basis der Prognose dienen, bezeichnet. Dabei gilt:

$$
{}^{i}_{T}\overline{INP}_{LI+1} = \frac{\sum_{j=AJ}^{PJ-1} \sum_{t=LI+1}^{12} {}^{i}_{j}INP_{t}}{12 - LI}
$$

mit: j = Laufindex der Basisjahre

AJ = Anfangsjahr der Basis.

Für unser Beispiel ergeben sich dabei folgende Werte:

Jahr	1981	1982	1983	1984	1985
Durchschnitt März - Dezember	99.212	96.36	97.76	99.66	105.31

(b) Mit Hilfe der unter (a) berechneten Mittelwerte ($_{T}^{i}\overline{INP}_{LI+1}$) lassen sich nun die einzelnen Gewichte der verschiedenen im Prognosezeitraum liegenden Kalendermonate ermitteln. Für die Prognose werden dabei zweckmäßigerweise durchschnittliche Gewichte ($_{T}^{i}GKM_{t}$) ermittelt:

$$_{T}^{i}\overline{GKM}_{t} = \sum_{j=AJ}^{PJ-1} \frac{_{j}^{i}INP_{t}}{_{j}^{i}\overline{INP}_{LI+1}} \qquad \text{für } t = LI+1, \ldots, 12 .$$

In unserem Beispiel ergibt sich etwa für den März:

	Jahr (j)					Σ
	1981	1982	1983	1984	1985	
$_{j}^{1}INP_{3}$	104.8	108.8	104.5	104.1	108.0	-
$_{j}^{1}\overline{INP}_{3-12}$	99.212	96.36	97.76	99.66	105.31	-
$_{1981}^{1}GKM_{3}$	105.632	112.910	106.894	104.455	102.554	532.445
$_{1981}^{1}\overline{GKM}_{3}$						1.06489

Als Gewichte erhalten wir:

Monat (t)	März (3)	April (4)	Mai (5)	Juni (6)	Juli (7)
$_{1981}^{1}\overline{GKM}_{t}$	1.0649	0.9843	0.9851	0.9623	0.9388

Monat (t)	Aug. (8)	Sept. (9)	Okt. (10)	Nov. (11)	Dez. (12)
$_{1981}^{1}\overline{GKM}_{t}$	0.883	1.0409	1.0881	1.0607	0.9918

(c) Durch Multiplikation des durchschnittlichen Index der industriellen Nettoproduktion im Vorjahr (für die zu prognostizierenden Kalendermonate) mit den entsprechenden Gewichten und anschließender Addition der durchschnittlichen zu realisierenden Veränderung ($^{i}_{PJ}\overline{VRM}_{LI+1}$) wird eine vorläufige, den Saisonzyklus widerspiegelnde Prognose erstellt:

$$^{i}_{PJ}{}^{v}INP_{t} = {}^{i}_{PJ-1}\overline{INP}_{LI+1} \cdot {}^{i}_{T}\overline{GKM}_{t} + {}^{i}_{PJ}\overline{VRM}_{t}$$

für t = LI+1, ... , 12 .

Damit erhalten wir beispielsweise als vorläufige Prognose für den März 1986:

$$^{1}_{1986}{}^{v}INP_{3} = 105.31 \cdot 1.0649 + 3.0678$$

$$= 115.41 .$$

Insgesamt ergibt sich als vorläufige Prognose für 1986:

Monat (t)	März (3)	April (4)	Mai (5)	Juni (6)	Juli (7)
$^{1}_{1986}{}^{v}INP_{t}$	115.41	106.68	106.76	104.29	101.74

Monat (t)	Aug. (8)	Sept. (9)	Okt. (10)	Nov. (11)	Dez. (12)
$^{1}_{1986}{}^{v}INP_{t}$	95.70	112.81	117.92	114.96	107.49

(5) Nachdem durch Einarbeitung des Saisonzyklusses eine vorläufige (monatliche) Konjunktuprognose erstellt ist, muß abschließend das Niveauproblem gelöst und in die Prognose eingearbeitet werden.

Das im Rahmen einer kurzfristigen Konjunkturprognose zu lösende Niveauproblem läßt sich schematisch wie folgt abbilden (vgl. dazu Abb.6.3-13). Dabei gehen wir zur Verdeutlichung des Sachverhaltes von dem vereinfachten Fall aus, daß kein Saisonzyklus vorhanden ist.

Das Niveauproblem besteht darin, daß sich die Konjunktur innerhalb des Basisjahres unterschiedlich entwickeln kann, ohne daß sich dieses im Jahresdurchschnittswert niederschlägt. So führen beide in der Abb.6.3-13 dargestellten Verläufe zu einem durchschnittlichen Index der industriellen Nettoproduktion in Höhe von N_0 im Basisjahr. Da die eigentliche Konjunkturprognose von diesem Jahreswert ausgeht, führen beide Verläufe - unter Vernachlässigung eines Saisonzyklusses - zu ein- und derselben Prognose, die sich auf der Höhe von N_1 bewegt. Dabei bleibt unberücksichtigt, daß sich die Indizes der industriellen Nettoproduktion am Ende des Basisjahres auf einem unterschiedlich hohen

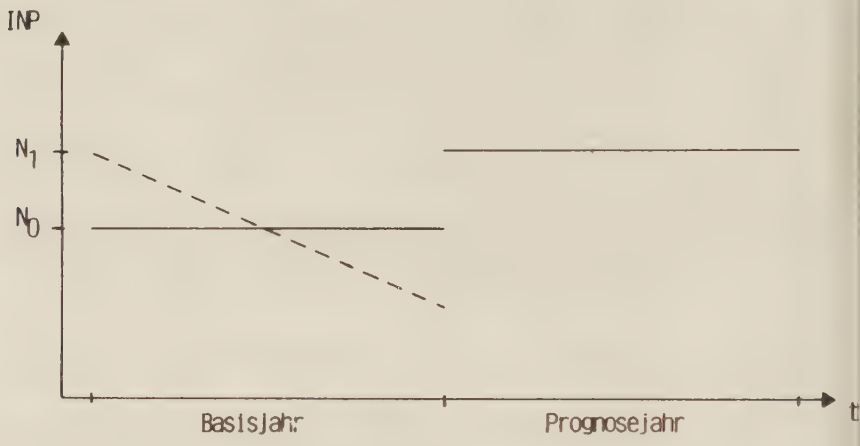


Abb.6.3-13: Verdeutlichung des Niveauproblems anhand der (grundsätzlichen) Verlaufsformen des Index der industriellen Nettoproduktion

Niveau bewegen. Eine derartige Vorgehensweise ist offensichtlich nicht exakt und gewährleistet keine korrekten Prognosen. Um ein unterschiedliches Ausgangsniveau bei der Prognose zu berücksichtigen, wird folgende Vorgehensweise gewählt:

(a) Berechnung eines "Normalniveaus" für die letzten beiden Basismonate[1], die der Prognose zugrunde gelegt werden können. Dieses Normalniveau berechnet sich aus den Gewichten, die den betreffenden Monaten in einem Kalenderjahr durchschnittlich zukommen. Somit ist zu bestimmen:

$$ {}^{i}_{T}\overline{GKM}_{t} = \sum_{j=AJ}^{PJ-1} \frac{{}^{i}_{j}INP_{t}}{{}^{i}_{j}\overline{INP}_{LI+1}} \qquad \text{für } t = LI-1,\ LI\ . $$

In unserem Beispiel sind somit die Gewichte für den Januar und den Februar zu bestimmen. Wir erhalten:

$$ {}^{1}_{1981}\overline{GKM}_{1} = \frac{\frac{90.22}{98.2} + \frac{87.8}{95.38} + \frac{86.7}{96.1} + \frac{94.3}{99.25} + \frac{98.0}{104.1}}{5} $$
$$ {}^{}_{1985} $$

[1] Die letzten beiden Monate, um einerseits das tatsächlich zu Beginn der Prognoseperiode herrschende Ausgangsniveau zu erfassen und andererseits zufällige Schwankungen ausschalten zu können.

$$= \frac{0.9187 + 0.9205 + 0.9022 + 0.9501 + 0.9414}{5}$$

$$= 0.9266 .$$

$$\overset{1}{\underset{1985}{1981}}\overline{GKM}_2 = \frac{\frac{96.0}{98.2} + \frac{93.2}{95.38} + \frac{88.9}{96.1} + \frac{100.1}{99.25} + \frac{98.1}{104.1}}{5}$$

$$= \frac{0.9776 + 0.9771 + 0.9251 + 1.0086 + 0.9424}{5}$$

$$= 0.9662 .$$

(b) Im nächsten Schritt sind die in den letzten beiden Basismonaten tatsächlich aufgetretenen Werte mit dem für diese Monate geltenden Normalniveau zu vergleichen. Die Differenzen zwischen diesen beiden Größen bestimmen den bei der Prognose zu berücksichtigenden Ausgangsniveauunterschied ($\overset{i}{T}ANU_{LI}$):

$$\overset{i}{T}ANU_{LI} = \frac{\sum_{t=LI-1}^{LI} \overset{i}{T}INP_t - \overset{i}{T}\overline{GKM}_t \cdot (\overset{i}{PJ-1}\overline{INP} \cdot 1 + \overset{i}{PJ}\overline{PGJ})}{2} .$$

In unserem Beispiel erhalten wir somit:

$$\overset{1}{1986}ANU_2 = [\ 101.2 - 0.9266 \cdot (\ 104.1 \cdot 1 + 0.03\ )\ ] + [\ 101.7 - 0.9662 \cdot (\ 104.1 \cdot 1 + 0.03\ )\ ]$$

$$= 1.85 + (\ -1.89\ )$$

$$= -0.04 .$$

D.h., der Index der industriellen Nettoproduktion liegt im Februar 1986 um 1.89 Prozentpunkte unterhalb des Niveaus, das er aufgrund des bekannten Saisonzyklusses und der für 1986 angenommenen Konjunkturentwicklung hätte erreichen müssen.

(c) Dieser Ausgangsniveauunterschied ist in der Prognose zu berücksichtigen. Dazu wird der Niveauunterschied auf die zu prognostizierenden Monate verteilt, so daß sich im Endeffekt der gleiche jährliche Index der industriellen Nettoproduktion ergibt. Um dieses zu erreichen, ist der Ausgangsniveauunterschied auf die restlichen Monate des Prognosejahres mit Gewichten zu verteilen, die sich zu Null aufsummieren. Die Gewichte zur Verteilung des Ausgangsniveauunterschieds (GVN_t) berechnen sich nach folgender Formel:

$$GVN_t = \frac{(\ -12 + LI - 1\ ) + 2 \cdot (\ 12 - LI - (\ t - 1 - LI\ )\ )}{12 - LI}$$

für $t = LI+1 , \ldots , 12$.

In unserem Beispiel erhalten wir damit:

GVN_{3-12} = 0.9 0.7 0.5 0.3 0.1 -0.1 -0.3 -0.5 -0.7 -0.9 .

(d) Mit Hilfe dieser Gewichte läßt sich nun die endgültige Prognose aufstellen. Dazu wird die bisherige, vorläufige Prognose um die Produkte aus Ausgangsniveauunterschied ($_{T}^{i}ANU$) und den Gewichten zur Verteilung dieses Ausgangsniveauunterschieds (GVN_t) korrigiert:

$$_{PJ}^{i}INP_t^{e} = {}_{PJ}^{i}INP_t^{v} + ({}_{T}^{i}ANU_{LI} \cdot GVN_t) \text{ für } t = LI+1,\ldots,12.$$

In unserem Beispiel ergibt sich somit folgende Berechnung zur Aufstellung der endgültigen Prognose:

Monat (t)	A $_{1986}^{1}ANU_2$	B GVN_t	A x B	C $_{1986}^{1}INP_t^{v}$	C + A x B $_{1986}^{1}INP_t^{e}$
März (3)	-0.04	0.9	-0.36	115.41	115.05
April (4)	-0.04	0.7	-0.28	106.68	106.40
Mai (5)	-0.04	0.5	-0.20	106.76	106.56
Juni (6)	-0.04	0.3	-0.12	104.29	104.17
Juli (7)	-0.04	0.1	-0.04	101.74	101.70
Aug. (8)	-0.04	-0.1	0.04	95.70	95.74
Sept. (9)	-0.04	-0.3	0.12	112.81	112.93
Okt. (10)	-0.04	-0.5	0.20	117.92	118.12
Nov. (11)	-0.04	-0.7	0.28	114.96	115.24
Dez. (12)	-0.04	-0.9	0.36	107.49	107.85

Mit Hilfe des skizzierten Verfahrens wird der Prognoseersteller in die Lage versetzt, jederzeit die Konjunkturprognose zu aktualisieren. Dieses ist vor allem dann nötig, wenn neue Erkenntnisse über die weitere wirtschaftliche Entwicklung vorliegen, also wenn eine neue Jahresprognose verarbeitet werden soll, und wenn neue Daten über die konjunkturelle Entwicklung vorliegen.

Durch die ständige Aktualisierungsmöglichkeit der Konjunkturprognose wird ein erheblicher Beitrag zur **Anpassungsfähigkeit des (EDV-) Modells** geleistet.

Darüber hinaus trägt die Anpassung der Konjunkturprognose an die neuesten Datenentwicklungen auch zur **Flexibilität der EVU** bei, indem konjunkturell bedingte Veränderungen im Stromverbrauch möglichst frühzeitig erkannt werden und die Möglichkeit besteht, sich durch die Nutzung der vielfältigen im Konjunkturprognoseteil vorhandenen Simulationsmöglichkeiten auf verschiedene konjunkturelle Entwicklungen einzustellen.

Prognose für / Prognose auf Basis		Jan 1986	Feb 1986	Mär 1986	Apr 1986	Mai 1986	Juni 1986	Juli 1986	Aug 1986	Sep 1986	Okt 1986	Nov 1986	Dez 1986
Ist-Werte	2.28	101.2	101.8	104.2	115.6	100.0	108.4	106.4	91.3	113.3	120.9	110.3	104.0
Januar 1985	3.0	96.8	101.5	113.4	104.1	104.3	102.4	98.5	94.1	111.1	114.7	113.0	107.2
Februar 1985	3.0	96.9	101.2	113.5	104.2	104.3	102.5	98.6	94.1	111.1	114.6	113.0	107.1
März 1985	3.0	98.4	102.4	113.9	104.9	104.4	102.3	98.3	93.7	110.6	114.0	112.1	106.1
April 1985	3.0	97.1	101.4	113.2	104.7	104.4	102.4	98.5	94.1	111.0	114.5	112.8	106.9
Mai 1985	4.0	97.2	101.7	112.8	105.4	105.8	103.6	100.2	95.8	113.0	116.5	114.9	109.0
Juni 1985	4.0	97.5	102.0	114.0	105.6	105.9	103.8	100.0	95.6	112.8	116.4	114.7	108.8
Juli 1985	4.0	95.1	100.0	112.5	104.5	105.3	103.5	101.7	95.8	114.1	117.9	116.1	110.4
August 1985	4.0	94.8	99.8	112.3	104.4	105.2	103.5	101.7	96.4	114.1	117.8	116.3	110.5
September 1985	4.0	95.6	100.4	112.8	104.7	105.4	103.6	101.6	96.2	113.9	116.9	115.9	110.1
Oktober 1985	4.0	90.8	96.5	109.7	102.5	104.1	103.1	102.1	97.5	116.1	122.5	118.8	113.2
November 1985	3.8	98.9	103.4	115.6	107.0	107.3	105.1	102.7	96.9	114.4	119.8	117.0	110.0
Dezember 1985	3.8	98.0	98.1	108.0	103.7	103.6	100.2	104.2	92.1	108.6	120.4	112.1	100.2

Übersicht 6.3-6: (Fortsetzung S.306)

Pro- gnose auf Basis	Prognose für	Jan 1986	Feb 1986	Mär 1986	Apr 1986	Mai 1986	Juni 1986	Juli 1986	Aug 1986	Sep 1986	Okt 1986	Nov 1986	Dez 1986
Ist-Werte	2.28	101.2	101.8	104.2	115.6	100.0	108.4	106.4	91.3	113.3	120.9	110.3	104.0
Januar 1986	3.8	-	104.3	114.8	106.3	106.6	104.4	102.1	96.6	114.2	119.6	116.9	109.6
Februar 1986	3.8	-	-	115.7	107.0	107.3	105.0	102.6	96.7	114.1	119.4	116.6	109.3
März 1986	3.8	-	-	-	109.0	102.5	101.6	100.7	96.1	116.9	123.8	122.4	116.4
April 1986	3.8	-	-	-	-	106.5	104.5	102.4	96.8	114.7	120.3	117.8	110.8
Mai 1986	3.0	-	-	-	-	-	105.6	103.8	97.4	114.4	119.0	115.7	107.9
Juni 1986	3.0	-	-	-	-	-	-	101.4	95.7	113.5	119.0	116.5	109.5
Juli 1986	3.0	-	-	-	-	-	-	-	95.7	116.4	119.7	113.2	104.0
August 1986	3.0	-	-	-	-	-	-	-	-	114.0	119.1	116.1	108.6
September 1986	3.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	119.3	115.0	110.2
Oktober 1986	3.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.4	107.2
November 1986	2.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109.5
Dezember 1986	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Übersicht 6.3-6: Prognose der Indizes der industriellen Nettoproduktion für den Bergbau und das gesamte verarbeitende Gewerbe auf Basis 1/1985 bis 12/1986

Abschließend wollen wir kurz die Auswirkungen der skizzierten Anpassungsmöglichkeiten bei der Erstellung einer Konjunkturprognose auf die Prognoseergebnisse darstellen. Die Übersicht 6.3-6 zeigt die Prognosen der Indizes der industriellen Nettoproduktion für den Bergbau und das verarbeitende Gewerbe zu verschiedenen Prognosezeitpunkten.

Um die einzelnen **Prognosen** miteinander **vergleichen** zu können, wollen wir den mittleren quadratischen Fehler (MQF) für die einzelnen Prognosezeitpunkte berechnen (vgl. dazu Übersicht 6.3-7).

Monat	QF	n	MQF
1/1985	419.73	12	34.98
2/1985	418.32	12	34.86
3/1985	407.66	12	33.97
4/1985	400.61	12	33.38
5/1985	392.31	12	32.69
6/1985	389.10	12	32.43
7/1985	409.88	12	34.16
8/1985	424.49	12	35.37
9/1985	409.70	12	34.14
10/1985	604.91	12	50.41
11/1985	404.36	12	33.70
12/1985	305.68	12	25.47

Monat	QF	n	MQF
1/1986	388.99	11	35.30
2/1986	383.76	10	38.38
3/1986	474.53	9	52.73
4/1986	208.35	8	26.04
5/1986	101.97	7	14.57
6/1986	116.89	6	19.48
7/1986	39.24	5	7.85
8/1986	58.79	4	14.70
9/1986	62.80	3	20.93
10/1986	47.09	2	23.55
11/1986	30.56	1	30.56
12/1986	-	-	-

mit: QF = Quadratischer Fehler
n = Anzahl der zu prognostizierenden Monate
MQF = Mittlerer quadratischer Fehler (QF + n)

Übersicht 6.3-7 : Beurteilung der Konjunkturprognose für den Bergbau und das verarbeitende Gewerbe auf der Basis 1/1985 bis 12/1986

Danach läßt sich für die **in 1985** aufgestellten Prognosen eine relativ stabile Prognosequalität feststellen. Mit Ausnahme der in 10/1985 aufgestellten Prognose bewegt sich der MQF zwischen 25.47 und 35.37. Der Ausreißer in 10/1985 - MQF 50.41 - erklärt sich daraus, daß die bis 10/1985 aufgelaufene Veränderung in den Indizes der industriellen Nettoproduktion den größten Teil der prognostizieren jährlichen Veränderung "verbraucht" hat. Dadurch wird für 11/1985 und 12/1985 nur noch eine geringe Steigerung in den Indizes der industriellen Nettoproduktion prognostiziert. Dieses - tatsächlich nicht gegebene - niedrige Niveau schlägt sich dann in der Prognose für 1986 nieder. Erst in 11/1985 wird eine neue Jahresprognose für 1985 berücksichtigt, die der tatsächlichen, in 1985 aufgelaufenen konjunkturellen Entwicklung Rechnung trägt.

In 1986 verbessert sich die Konjunkturprognose tendenziell weiter bis etwa zur Mitte des Jahres. Anschließend verschlechtert sich die Prognosequalität etwas, ist aber immer noch deutlich besser als im Vorjahr. Dabei ist die Verschlechterung der Prognosequalität ebenfalls darauf zurückzuführen, daß die tatsächliche in 1986 eingetretene Entwicklung in der Jahresprognose nicht berücksichtigt wird, was sich mit kürzer werdendem Prognosezeitraum immer stärker auswirkt.

Insgesamt zeigt die Auswertung der Prognosequalität jedoch, daß das hier entwickelte Verfahren zur Konjunkturprognose einen wichtigen Beitrag zur Anpassungsfähigkeit des Modells leisten kann. Denn durch die **ständige Anpassung** der Konjunkturprognosen an die neuesten Datenentwicklungen wird eine **sukzessive Verbesserung** der Prognosequalität erreicht.

Da es sich bei diesem Verfahren um keine echte Prognose handelt, hängt die **Prognosequalität** letztendlich von den verwendeten **Jahresprognosen** ab. Hält man sich die im Beispiel verwendeten Jahresprognosen für 1986 (3% 1/1985 bis 4/1985; 4% von 5/1985 bis 10/1985; 3.8% von 11/1985 bis 4/1986; 3% von 5/1986 bis 10/1986 und 2.7% in 11/1986) vor Augen und vergleicht diese mit der tatsächlich eingetretenen Veränderung von 2.28%, so wird deutlich, daß bereits die Jahresprognosen eine große Fehlerquelle darstellen[1], so daß die erzielte Prognosequalität als genügend genau eingestuft werden muß.

6.4 Zusammenfassung

Generell traten **keine** derart **schwerwiegenden Probleme** auf, die eine Realisierung des gewählten Modells gefährdeten. Die bei der Entwicklung des Pilotsystems aufgetretenen Probleme betrafen lediglich die Frage, wie das gewählte Modell möglichst effizient realisiert werden konnte. Als Effizienzkriterium diente dabei entsprechend der Themenstellung zweckmäßigerweise die Anpassungsfähigkeit des Modells und in einer zweiten unmittelbar damit verbundenen Stufe der mögliche Beitrag zur Flexibilität eines EVU.

Im Rahmen der (EDV-technischen) Realisierung bestehen eine Reihe von Möglichkeiten, die **Anpassungsfähigkeit des Modells** zu steigern[2]. Bei der in dieser Arbeit durchgeführten Modell-Realisierung sind in diesem Zusammenhang insbesondere folgende Punkte zu nennen:

- Bereits bei der Beantwortung der **Grundsatzfragen** der EDV-technischen Realisierung - Art der EDV-technischen Lösung, Programmiersprache, Verwendung von Standardsoftware, Prinzipien des Softwareentwurfs - wurde der Anpassungsfähigkeit Rechnung getragen. D.h. es wurden diejenigen Alternativen präferiert und gewählt, die zur

---

[1] Zu den Problemen und Fehlerquellen einer Konjunkturprognose vgl. auch VAJNA 1977.

[2] Zur Einordnung dieser Softwareeigenschaft innerhalb des gesamten Spektrums möglicher Qualitätskriterien von Softwareprodukten vgl. z.B. WERNER 1983,S.242ff. und die dort genannte Literatur.

Anpassungsfähigkeit des Modells im besonderem Maße beitragen (vgl. dazu i.e. 6.1).

- Bei der Entwicklung eines **Grobkonzeptes** zur EDV-technischen Realisierung des Modells wurde eine Programmstruktur gewählt, die sich nach verschiedenen Funktionen im Prognoseprozeß ausrichtet. Hiermit wird die Möglichkeit zu einer flexiblen Handhabung des Modells gewährleistet; der Modellbenutzer kann die Modellnutzung leicht an verschiedene Problem- und Fragestellungen (Funktionen) anpassen.
- Ebenso wurde bei der Lösung von **Einzelproblemen** der EDV-technischen Realisierung des Modells auf anpassungsfähige Programme Wert gelegt. In diesem Zusammenhang sei beispielhaft auf die Möglichkeiten zur Aktualisierung der Daten, auf die Behandlung von Sondereinflüssen oder auf das verwendete Verfahren zur Konjunkturprognose hingewiesen (vgl. dazu i.e. 6.3).

Aufgrund dieser hohen Anpassungsfähigkeit der (EDV-technischen-) Realisierung des gewählten Modells -, die sich zusammenfassend in der Möglichkeit manifestiert, ständig die Prognosen an die aktuellsten (Umwelt-) Entwicklungen anpassen zu können, - wird zudem ein wesentlicher Beitrag zur **Flexibilität eines EVU** geleistet. Dabei handelt es sich zunächst im weitesten Sinn um eine Erhöhung der **technischen Flexibilität**, indem ein zur Durchführung von Planungs- und Kontrollprozessen verwendetes Aktionsmittel besonders vielseitig, umrüstbar, erweiterungsfähig etc. (vgl. dazu auch 1.3.3) gestaltet wurde.

7. Die Überprüfung der Modellwirkungen im Rahmen einer beispielhaften Modellanwendung

Die EDV-mäßige Realisierung des gewählten Modells erlaubt nun zu prüfen, ob das Modell unter realen Gegebenheiten die ihm (theoretisch) zugeschriebenen Wirkungen (vgl. dazu 5.) zeigt. Hierzu wird das Modell in einer Pilotunternehmung, der VEW, zur Stromverbrauchsprognose und -analyse des Jahres 1986 eingesetzt und mit dem derzeit dort implementierten (kurzfristigen) Prognosesystem verglichen.

7.1 Fallbeschreibung

7.1.1 Die grundsätzliche Vorgehensweise im Rahmen der beispielhaften Modellanwendung

Um die praktischen Fähigkeiten eines Prognosemodells zu testen und zu überprüfen, sind **ex-ante (echte) Prognosen** aufzustellen. Nur mit diesen kann die Frage nach der "predictive power" beantwortet werden (vgl. dazu auch 4.2.3).

Ausgehend von dem im **Januar 1985** vorhandenen Daten- und Informationsstand[1] wird zunächst eine Stromverbrauchsprognose für das Kalenderjahr 1986 abgegeben. Diese Prognose wird **monatlich aktualisiert**, indem das gewählte Modell den jeweils neuesten Informations- bzw. Datenstand verarbeitet, bis im Dezember 1986 die tatsächlichen Stromverbräuche für das Jahr 1986 vorliegen.

Neben der monatsgenauen Prognose der Stromverbräuche für die einzelnen, im Modell unterschiedenen Kundengruppen, beinhaltet die Fallstudie die Durchführung von **Abweichungsanalysen**. Aus diesen sollen Implikationen für die längerfristige Entwicklung des Stromverbrauchs gewonnen werden.

Um Aussagen über die (Ergebnis-) Effizienz des gewählten Modells abgeben zu können, sind die Modellergebnisse zu den **Ergebnissen anderer Modelle in Beziehung zu setzen**. Dabei wollen wir im Hinblick auf die Themenstellung zum einen eine adaptive mit einer herkömmlichen Modellversion vergleichen. Zum anderen sind die Ergebnisse des gewählten Modells mit den Ergebnissen zu vergleichen, die das derzeit bei VEW eingesetzte (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose- und -analyseverfahren liefert.

---

[1] Aufgrund des im Rahmen dieser Arbeit begrenzt vorhandenen Zeitbudgets mußten die Prognosen zu späteren Zeitpunkten erfolgen; dem Modell war allerdings immer nur der frühere Datenstand bekannt, so daß von "echten" Prognosen gesprochen werden kann.

7.1.2 Das derzeit in der Pilotunternehmung realisierte Verfahren zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse

Bei dem derzeit von VEW angewendeten Verfahren zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse handelt es sich weitgehend um ein **subjektives Verfahren.**

In diesem wird zunächst eine **Jahresprognose** für verschiedene, nach technischen sowie sozio-ökonomischen Kriterien gegliederte Kundengruppen (vgl. Übersicht 7.1-1) erstellt. Grundlage der in einer umfassenderen 10-jährigen Langfristprognose eingebetteten Jahresprognosen sind im wesentlichen die Werte der Vergangenheit, die fortgeschrieben und nach subjektiven Überlegungen modifiziert werden. In Abhängigkeit von der betrachteten Kundengruppe fungieren dabei verschiedene Größen als Indikator für mögliche Änderungen in den Vergangenheitsentwicklungen. Während für die Industriekunden vor allem Informationen über die weitere konjunkturelle Entwicklung und Informationen aus Kontakten mit den Industriekunden verwendet werden, fließen etwa im Bereich der Landwirtschaft die durchschnittlich von einem Betrieb bewirtschaftete Fläche und die Anzahl der landwirtschaftlichen Betriebe als die den zukünftigen Stromverbrauch bestimmenden Größen (subjektiv) in die Prognosen ein.

```
    Hochspannung - Sondervertragskunden gesamt
              Industrie
              Verkehr

  + Mittelspannung - Sondervertragskunden gesamt
              Industrie
              Verkehr
              öffentliche Einrichtungen
              Landwirtschaft
              Gewerbe

  + Straßenbeleuchtung

  + Betriebsverbrauch

  + Mittelbare Versorgung

  + Niederspannungskunden gesamt

              Allgemeine Tarife (AT)

              Sonderregelung Tag (SRT)

              Sonderregelung Nacht (SRN)
  ------------------------------------------------
  = Landesversorgung
```

Übersicht 7.1-1: (Sachliche) Differenzierung des Prognosegegenstandes im derzeit bei VEW realisierten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognoseverfahren

In einem weiteren Schritt werden die jährlichen Stromverbräuche auf die einzelnen **Monate** des kommenden Kalenderjahres verteilt. Als einziges Verteilungskriterium fungiert die Gradtagszahl, wobei die Aufteilung entsprechend eines Normaljahres (hier verstanden als der Durchschnitt der letzten 10 Jahre) vorgenommen wird.

Die **Aufstellung dieser Prognose** erfolgt jeweils zum 1.Oktober eines Jahres. Dabei erstreckt sich die Kurzfristprognose auf das kommende Kalenderjahr, die Jahresprognosen auf die kommenden 10 Kalenderjahre. Bei größeren Abweichungen im ersten zu prognostizierenden Jahr erfolgt ggf. eine neue Hochrechnung. Grundlage hierzu ist ein monatlich rollierendes Verfahren für das laufende Jahr, in dem die tatsächlich eingetretenen Gradtagszahlen Berücksichtigung finden.

Als **weitere Komponente** des derzeit bei VEW realisierten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analyseverfahrens sind die bereits an anderer Stelle (vgl. dazu 4.1) erwähnten **Monatsberichte** anzusehen. Neben der Veröffentlichung der im laufenden Jahr eingetretenen Stromverbräuche enthalten diese eine Abweichungsanalyse, in der die Veränderungen der Stromverbräuche zum Vorjahresmonat berechnet und aufgezeigt werden, sowie erste kommentierende Kurzerläuterungen zu den möglichen Abweichungsursachen abgegeben werden.

7.1.3 Die für das gewählte Modell unterstellten Prämissen

Um das gewählte Modell für eine Prognose einsetzen zu können, sind einige Prämissen zu setzen. Diese betreffen:

- die **langfristige Entwicklung des Stromverbrauchs** (Jahresprognosen),
- die weitere **konjunkturelle Entwicklung** und
- die zu berücksichtigenden **Sondereinflüsse.**

(1) Die langfristige Entwicklung des Stromverbrauchs (Jahresprognosen)

Das gewählte (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodell kann nicht losgelöst von einer längerfristigen Prognose des Stromverbrauchs betrieben werden[1]. Zur Durchführung einer Stromverbrauchsprognose für 1986, die auf einem Datenstand von Januar 1985 basieren soll, werden Jahresprognosen für 1985 und 1986 benötigt.

Die für die Prognose verwendeten Annahmen zur langfristigen Entwicklung des Stromverbrauches werden aus den bei der **VEW** angestellten (langfristigen) **Planungen** abgeleitet. Da in den Planungsüberlegungen auch Temperatureinflüsse, (kurzfristige) konjunkturelle Schwankungen sowie Sondereinflüsse -, die explizit in unserem Modell berücksichtigt werden - mit einfließen, sind die ausgewiesenen Jahresprognosen entsprechend zu korrigieren. Insgesamt werden für die mit Hilfe des gewählten Modells erstellten Prognosen die in der Übersicht 7.1-2 wiedergegebenen Jahresprognosen zugrundegelegt.

---

[1] Zu den Gründen, die zu dieser Modellgestaltung geführt haben, vgl. 4.2.7 und 4.4.1.

Kundengruppe	1985	1986
Mittelbare Versorgung	1.5	0.7
Tarifkunden	0.5	0.5
Öffentliche Einrichtungen	3.0	0.8
Gewerbe u.a.	3.5	3.0
Verkehr	5.0	-1.0
Industriekunden	0.5	-0.5

Übersicht 7.1-2: Für die kurzfristige Stromverbrauchsprognose zugrundegelegte Jahresprognosen (Veränderung in % p.a.)

(2) Die weitere konjunkturelle Entwicklung

Der im Modell verankerte Index der industriellen Nettoproduktion als Einflußgröße auf den Stromverbrauch verlangt die Abgabe einer jährlichen Konjunkturprognose für einzelne Branchen (vgl. dazu auch 4.4.2 und 6.3.4.3). Hierzu werden die **Prognosen des** Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung **(DIW)** herangezogen bzw. die auf den DIW-Tagungen, die jedes Jahr im Mai und November stattfinden, revidierten DIW-Prognosen. Bei diesen Prognosen handelt es sich um Schätzungen der (jährlichen) Produktionsentwicklung in den einzelnen Branchen für einen Zeitraum von 1 bis 2 Jahren.

Da die Stromverbrauchsprognose für 1986 ausgehend vom Januar 1985 ständig aktualisiert wird, müssen ggf. auch die **Konjunkturprognosen** laufend **aktualisiert** werden. Die insgesamt für 1985 und 1986 verwendeten Schätzungen über die (jährliche) Produktionsentwicklung in den einzelnen, im Modell verankerten Branchen sind in der Übersicht 7.1-3 zusammengefaßt.

(3) Die zu berücksichtigenden Sondereinflüsse

Sondereinflüsse sollten nur im **unbedingt benötigten Maß verwendet** werden[1]. Zum einen beinhalten Sondereinflüsse eine stark subjektive Komponente; mit Hilfe von Sondereinflüssen läßt sich eine Prognose in jede gewünschte Richtung lenken. Zum anderen führen Sondereinflüsse innerhalb des Modells u.U. zu problembehafteten Erscheinungen. Beispielhaft sei auf die Behandlung der Sondereinflüsse im Rahmen der Abweichungsanalyse (Soll-Ist-Vergleich) hingewiesen. Da die Sondereinflüsse im Rahmen der Abweichungsanalyse extrahiert und isoliert ausgewiesen werden, beeinflussen sie (indirekt) die Höhe der Struktur- und Verhaltensänderungen; deren Höhe besitzt gerade für wichtige, langfristige Entscheidungen elementare Bedeutung.

[1] Dieses gilt für Sondereinflüsse, deren Höhe ex-ante bekannt ist, da diese in unbegrenzter Anzahl spezifiziert werden können (vgl. dazu auch 6.3.3.2).

Prognose für / Basis / Wirtschaftszweig	1985			1986				
	11.84	5.85	11.85	11.84	5.85	11.85	5.86	11.86
Bergbau u. verarb. Gewerbe gesamt	2.8	3.1	5.0	3.0	4.0	3.8	3.0	2.7
Bergbau	-1.0	-3.0	2.0	0	2.0	-2.0	-4.0	4.0
Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe	4.2	.3	1.0	4.0	2.0	1.6	.2	-.5
Eisenschaffende Industrie	9.0	1.0	5.0	2.0	2.0	-2.0	-3.0	-7.0
NE-Metalle	4.0	-1.0	1.0	3.0	3.0	5.0	5.0	5.0
Gewinnung u. Verarbeitung von Steinen u. Erden	1.0	-6.0	-12.0	0	0	1.0	1.0	1.0
Chemie	5.0	2.0	3.0	1.5	3.0	3.0	1.5	0
Investitionsgüter produz. Gewerbe	2.6	6.3	9.5	5.0	6.0	6.2	5.7	5.3
Stahlverformung	4.0	4.0	5.0	3.0	4.0	4.0	3.0	4.0
Verbrauchsgüter produz. Gewerbe	3.2	1.2	1.0	3.0	3.0	2.6	2.3	2.3
Herstellung von Kunststoffwaren	7.0	3.0	6.0	5.0	5.0	4.0	4.0	5.0
Textilgewerbe	3.0	0	2.0	3.0	3.0	2.0	2.0	2.0
Nahrungs- u. Genußmittelgewerbe	1.0	1.0	2.5	2.0	2.0	2.0	2.0	1.5

Übersicht 7.1-3: Im gewählten Modell zugrundegelegte Konjunkturprognosen (Veränderung der Nettoproduktion in % zum Vorjahr)

Aufgrund dieser Forderung soll für die beispielhafte Modellanwendung nur ein einziger Sondereinfluß berücksichtigt werden. Dieser bezieht sich auf die **Chemische Industrie** und das Jahr **1986**. Für dieses Jahr ist mit einem Verbrauchsrückgang von 300 GWh bei einem Großkunden der chemischen Industrie zu rechnen; die vertraglich vereinbarte Mindestabnahmemenge wurde von diesem Kunden für 1986 deutlich zurückgenommen, da der Kunde beabsichtigt, verstärkt Eigenerzeugungsanlagen einzusetzen. Dieser Verbrauchsrückgang wird mit jeweils 25 GWh auf die einzelnen Monate im Jahr 1986 gleichverteilt.

7.1.4 Zusammenfassung - die getesteten Alternativen und der (zeitliche) Ablauf der beispielhaften Modellanwendung

Zusammenfassend werden im Rahmen der beispielhaften Modellanwendung die Ergebnisse von **vier alternativen Verfahren** zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse miteinander verglichen:

(1) Das **derzeit realisierte Verfahren** zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse.
(2) Das **gewählte Modell**, wobei **drei** verschiedene **Modellversionen** unterschieden werden:
   - **Modellversion A**: Eine **herkömmliche** Modellversion, in der zu **einem** einzigen **Zeitpunkt** (Januar 1985) eine **Prognose erstellt** wird, die lediglich durch eingetretene Ist-Verbräuche in 1986 aktualisiert wird. D.h., daß bei dieser Modellversion lediglich eine (Prognose-) Fortschrittskontrolle durchgeführt wird.
   - **Modellversion B**: Ebenfalls eine **herkömmliche** Modellversion, die jedoch in Erweiterung zur Version A eine Prämissenkontrolle beinhaltet, in welcher die aufgelaufenen Konjunktureffekte kontrolliert werden und darauf basierend ggf. die Stromverbrauchsprognose monatlich modifiziert wird; damit wird bei dieser Modellversion mit einem auf Januar 1985 basierenden **Stromverbrauchsprognosemodell** eine **monatlich aktualisierte Prognose** erstellt, in der die neueste konjunkturelle Entwicklung Berücksichtigung findet.
   - **Modellversion C**: Hierbei handelt es sich um das eigentlich gewählte **adaptive Modell**, in dem ausgehend von Januar 1985 eine **monatliche Aktualisierung** der **Stromverbrauchsprognosemodelle** erfolgt, die dann zur Prognose - basierend auf den neuesten Daten zur konjunkturellen Entwicklung - herangezogen werden. Diese Modellversion basiert damit in Ergänzung zu Version B auf einer (Prognose-) Systemkontrolle.

Abschließend faßt die Übersicht 7.1-4 den sich aus den vorangegangenen Ausführungen ergebenden genauen **(zeitlichen) Ablauf** der **beispielhaften Modellanwendung** zusammen.

Die **Wiedergabe** und **Interpretation der Modellergebnisse** soll im folgenden (vgl. dazu 7.2) **nicht chronologisch** erfolgen. Aus Übersichtlichkeitsgründen werden die Modellergebnisse in komprimierter, nach inhaltlichen Gesichtspunkten gegliederter, zusammenfassender Form wiedergegeben. Die Kenntnis der (zeitlichen) Ablauffolge der einzelnen Modellrechnungen ist für das Verständnis der folgenden Ausführungen jedoch unabdingbar.

Jahr	Modell und Aktivitäten / Monat	derzeitiges Verfahren		gewähltes Modell								
				Version A			Version B			Version C		
		P	A***	M	P	A**	M	P	A**	M	P	A**
1985	1.		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
	2.		X			X		X	X	X	X	X
	3.		X			X		X	X	X	X	X
	4.		X			X		X	X	X	X	X
	5.		X			X		X	X	X	X	X
	6.		X			X		X	X	X	X	X
	7.		X			X		X	X	X	X	X
	8.		X			X		X	X	X	X	X
	9.		X			X		X	X	X	X	X
	10.	X	X			X		X	X	X	X	X
	11.		X			X		X	X	X	X	X
	12.		X			X		X	X	X	X	X
1986	1.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	2.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	3.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	4.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	5.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	6.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	7.	(X)*	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	8.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	9.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	10.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	11.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X
	12.	(X)	X		(X)	X		X	X	X	X	X

mit: P = Prognoseerstellung;

* Die mit Datenstand August des laufenden Jahres durchgeführte Prognoserevision bleibt weitgehend unberücksichtigt, da hier lediglich die Jahresprognose korrigiert wird, die Monatsprognosen jedoch unmodifiziert übernommen werden.

M = Modellaufstellung;

A = Durchführung einer Abweichungsanalyse

** beinhaltet einen Soll-Ist- Vergleich (1985 und 1986) sowie in 1986 einen Vergleich zum Vorjahr

*** beinhaltet lediglich den Vergleich zum Vorjahr

Übersicht 7.1-4: Die im Rahmen der beispielhaften Modellanwendung durchzuführenden Aktivitäten im Zeitablauf

7.2 Die Ergebnisse der (beispielhaften) Modellrechnungen und deren Interpretation

7.2.1 Die Prognose des Stromverbrauchs für 1986

7.2.1.1 Die Prognoseergebnisse im einzelnen

Eine Bewertung des Modells bzw. der Modellergebnisse muß sich zunächst an der insgesamt zu betrachtenden Größe, der **Landesversorgung**, orientieren. Um ferner jedoch auszuschließen, daß eine positive Bewertung nicht allein durch eine (zufällige) Kompensation von Einzelfehlern zustande kommt, sind die **Prognoseergebnisse einzelner Kundengruppen** zu analysieren. Wir konzentrieren uns dabei auf die grundlegenden Kundengruppen, also die der mittelbaren Versorgung, des Betriebsverbrauchs, der Tarifkunden, des Gewerbes u.a., der öffentlichen Einrichtungen, des Verkehrs und der Industrie.

Neben diesem sachlichen Aspekt ist eine **zeitliche Differenzierung** vorzunehmen. So ist einerseits der gesamte für 1986 prognostizierte Stromverbrauch für eine Bewertung heranzuziehen, andererseits sind die einzelnen Monatswerte relevant. Wir wollen im folgenden ein zweistufiges Vorgehen wählen, bei dem zunächst für eine Grobbewertung die Jahreswerte, anschließend für eine Feinanalyse und -bewertung die Monatswerte betrachtet werden.

(1) Die Landesversorgung

(1.1) Der Jahresverbrauch

Das **derzeit** bei VEW **realisierte** (kurzfristige) Stromverbrauchsprognoseverfahren veranschlagt für die Landesversorgung einen Verbrauch von 24 096 GWh[1]. Dieses entspricht einem Rückgang von 0.8% gegenüber 1985 (24 313 GWh). Im Laufe des Jahres wurde dieser Wert noch auf 23 847 GWh, dieses entspricht einem Rückgang von 1.9%, korrigiert. Bei dieser Korrektur wurden die Daten bis einschließlich August 1986 zugrundegelegt.

Das **gewählte Modell** liefert aufgrund seiner (adaptiven) Modellstruktur eine Reihe von Prognosewerten. Die Übersicht 7.2-1 faßt die Modellergebnisse - Stromverbrauch für die gesamte Landesversorgung 1986 in absoluten Angaben und in prozentualer Veränderung zu 1985 - für die verschiedenen untersuchten Modellversionen zusammen und stellt sie den Ergebnissen, die mit Hilfe des derzeitigen Verfahrens erzielt wurden, gegenüber.

Eine Bewertung der Modellergebnisse muß sich an dem tatsächlich in 1986 eingetretenen Verbrauch orientieren. Hier stellt sich aufgrund von Meßproblemen die (grundsätzliche) Frage, **welche Ist-Werte** ver-

---

[1] Exakt werden 24 095 776 MWh angegeben. Da u.E. eine derartige, auf eine MWh genaue Angabe wenig zweckmäßig ist, runden wir im folgenden die Ergebnisse des derzeit bei VEW realisierten Verfahrens auf ganze GWh auf bzw. auf ganze GWh ab.

wendet werden sollen. Zum einen können die Daten der Verkaufs- (Monats-) Berichte herangezogen werden: hier führt die Summation der einzelnen Monatsdaten zu einem Jahresverbrauch von 23 882 GWh - dieses entspricht einem Rückgang von 1.8% gegenüber 1985. Daneben weisen die Verkaufs- (Monats-) Berichte einen aufgelaufenen Verbrauch für 1986 in Höhe von 24 019 GWh (-1.2%) aus. Dieser Wert ergibt sich durch die im Dezember 1986 zusätzlich vorgenommene retrograde Berechnung der Stromverbräuche (vgl. dazu 4.1). Zum anderen kann als Ist-Wert der im Geschäftsbericht ausgewiesene Verbrauch von 23 986 GWh (-1.3%) verwendet werden.

Prognose-verfahren		derzeitiges Verfahren		gewähltes Modell					
				Version A		Version B		Version C	
Jahr	Monat	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1985	1.			23 971	-1.4	23 971	-1.4	23 971	-1.4
	2.					23 983	-1.4	24 038	-1.1
	3.					23 989	-1.3	24 101	-0.9
	4.					23 983	-1.4	24 187	-0.5
	5.					23 617	-2.9	23 911	-1.7
	6.					23 622	-2.8	23 878	-1.8
	7.					23 613	-2.9	23 897	-1.7
	8.					23 609	-2.9	23 948	-1.5
	9.					23 614	-2.9	23 984	-1.4
	10.	24 096	-0.8			23 605	-2.9	23 949	-1.5
	11.					23 557	-3.1	24 002	-1.3
	12.					23 597	-2.9	24 187	-0.5
1986	1.	24 084	-0.9	23 930	-1.6	23 536	-3.2	24 130	-0.8
	2.	24 131	-0.7	24 057	-1.1	23 719	-2.4	24 395	0.1
	3.	24 058	-1.0	24 101	-0.9	23 830	-2.0	24 341	0.1
	4.	24 137	-0.7	24 118	-0.8	23 898	-1.7	24 396	0.3
	5.	24 010	-1.2	24 030	-1.2	23 824	-2.0	24 229	-0.3
	6.	23 992	-1.3	24 001	-1.3	23 832	-2.0	24 054	-1.1
	7.	24 094	-0.9	24 015	-1.2	23 916	-1.6	24 197	-0.5
	8.	23 994	-1.3	23 995	-1.3	23 917	-1.6	24 071	-1.0
	9.	24 006	-1.3	23 994	-1.3	23 963	-1.4	24 089	-0.9
	10.	24 041	-1.1	23 943	-1.5	23 984	-1.4	24 110	-0.8
	11.	23 986	-1.3	23 928	-1.6	23 917	-1.6	23 993	-1.3
	12.	-	-	-	-	-	-	-	-

Übersicht 7.2-1: Prognose des Jahresverbrauchs - Landesversorgung 1986

Für die Bewertung der jährlichen Modellergebnisse wollen wir die Daten des Geschäftsberichtes heranziehen, da diesen die größte Genauigkeit zugebilligt werden kann. Für die später zu diskutierenden monatlichen Modellergebnisse sind jedoch die Daten aus den Verkaufs- (Monats-) Berichten zu verwenden; denn da sich die retrograde Berechnung der Stromverbräuche bzw. deren nachträgliche Korrektur nicht auf die einzelnen Monatswerte der verschiedenen Kundengruppen

erstreckt, sind die Monatsberichte die einzige Datenquelle für die monatlichen Stromverbräuche.

Vergleichen wir nun nach diesen Vorbemerkungen die einzelnen **Prognosen** mit dem eingetretenen **Ist-Verbrauch**, so weisen zunächst die verschiedenen Prognosen und damit auch die prozentualen Fehler bei den verschiedenen Prognoseverfahren einen recht unterschiedlichen Verlauf auf (vgl. dazu Abb.7.2-1).

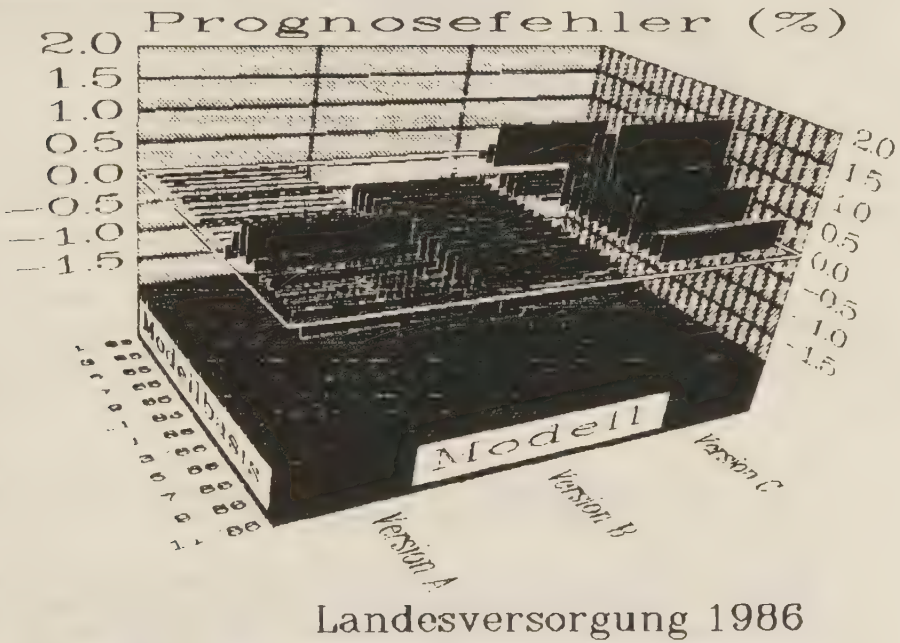


Abb.7.2-1: Verlauf des prozentualen Prognosefehlers auf der Basis des Jahresverbrauchs - gesamte Landesversorgung 1986

Auf eine weitere Interpretation dieser Vergleiche wollen wir jedoch verzichten, da sie nur einen generellen Einblick in die Struktur der von den verschiedenen Prognoseverfahren generierten Ergebnisse verschaffen sollen. Um die Bedeutung der Einzelprognosen richtig bewerten zu können, sind weitere Analysen - Beurteilung der Prognoseergebnisse nach Kundengruppen und Monaten differenziert - durchzuführen.

(1.2) Die Monatsverbräuche

Auf eine detaillierte Analyse der Monatsprognosen für die gesamte Landesversorgung in 1986 soll verzichtet werden. Wichtig ist u.E. jedoch festzuhalten, daß die Prognoseergebnisse der verschiedenen (grundsätzlichen) Prognoseverfahren für die einzelnen Monate teilweise in nicht unerheblichem Umfang differieren (vgl. auch Abb.7.2-2).

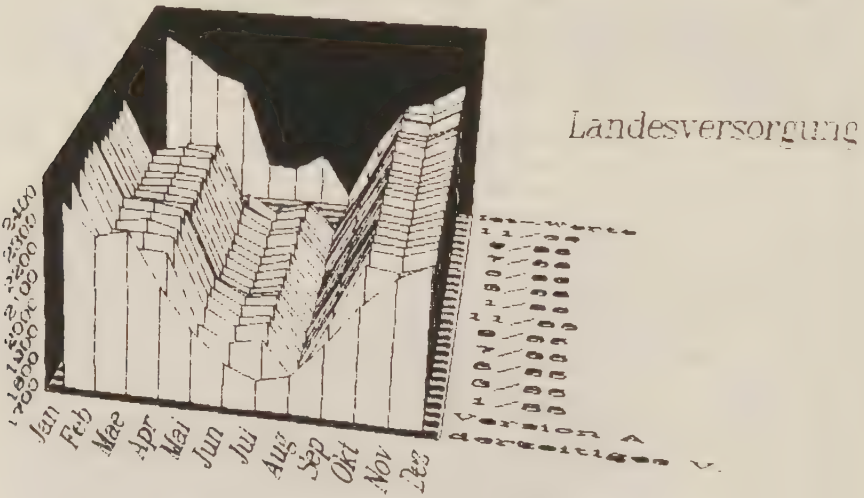


Abb.7.2-2: Vergleich der untersuchten Prognoseverfahren - Landesversorgung 1986 (Monatsverbräuche)

Auch wenn der **Vergleich** der "echten" **Prognosewerte** mit den **Ist-Werten** nur eine bedingte Aussagekraft besitzt - bei der Prognose werden bestimmte Prämissen gesetzt, die dann nicht eintreten, und trotzdem kann die Prognose quasi zufällig genau eintreffen -, zeigt sich an dieser Stelle bereits eine **deutliche Überlegenheit des gewählten Modells** gegenüber dem derzeit in der Pilotunternehmung implementierten Verfahren, wie die Überprüfung verschiedener (Prognose-) Fehlermaße (vgl. ausführlich dazu 5.3) offenbart (vgl. Übersicht 7.2-2)[1]: der mittlere relative absolute Fehler (MRAF) - dieser Fehlermaßstab wurde von uns als besonders relevant und aussagekräftig erachtet - liegt bei Verwendung des gewählten Modells um ca. 1/3 niedriger, als dieses bei dem derzeit realisierten Verfahren der Fall ist. Auch gemessen anhand der anderen Fehlermaßstäbe - mittlerer absoluter Fehler (MAF), mittlerer quadratischer Fehler (MQF) und Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (WMQF) - führt das gewählte Modell in

[1] Auf diesen Vergleich kann trotz der oben geäußerten Bedenken nicht vollständig verzichtet werden, da das derzeit realisierte Prognoseverfahren die Erstellung von Ex-Post-Prognosen nicht erlaubt. Die Beurteilung der verschiedenen Modellversionen des von uns gewählten Modells werden wir jedoch vornehmlich mit Hilfe von Ex-Post-Prognosen vornehmen (vgl. dazu 7.2.2).

allen seinen Versionen insgesamt zu einer erheblichen (Prognose-) Fehlerreduktion gegenüber dem derzeitigen Verfahren.

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeitiges Verfahren		63.75	3.31	5 516.6	74.27
gewähltes Modell	Version A	41.00	2.03	2 810.7	53.02
	Version B	42.33	2.05	4 020.7	63.41
	Version C	45.58	2.26	3 477.6	58.97

Übersicht 7.2-2: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung 1986

Die höhere Prognosefähigkeit des gewählten Modells gegenüber dem derzeitigen Verfahren wird noch prägnanter, wenn die unter Flexibilitätsüberlegungen wichtigen **Differenzen zwischen zwei aufeinanderfolgenden Perioden** und die dabei auftretenden **Wendepunkte** betrachtet werden (vgl. dazu Übersicht 7.2-3).

Daten / Differenz	Ist-Werte	Prognoseverfahren			
		derzeit. Verfahren	gewähltes Modell		
			Vers.A	Vers.B	Vers.C
12/85- 1/86	221	233	262	219	237
1/86- 2/86	-64 W	-123 W	-232 W	-236 W	-226 W
2/86- 3/86	-86	34 W	-3	-1	5 W
3/86- 4/86	-35	-187 W	-8	-1	-5 W
4/86- 5/86	-354	-148	-249	-246	-256
5/86- 6/86	-2	-111	-61	-58	-52
6/86- 7/86	71 W	-49	28 W	32 W	33 W
7/86- 8/86	-174 W	28 W	-140 W	-134 W	-120 W
8/86- 9/86	245 W	133	226 W	225 W	212 W
9/86-10/86	175	152	225	229	229
10/86-11/86	20	110	-16 W	-14 W	-12 W
11/86-12/86	14	64	45 W	50 W	49 W

W = Wendepunkt

Übersicht 7.2-3: Differenzen im monatlichen Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Monaten - gesamte Landesversorgung 1986

Daraus ergeben sich die in Übersicht 7.2-4 zusammengefaßten Werte für diejenigen Fehlermaße, die zur Beurteilung von **Wendepunktfehlern** und der zwischen zwei aufeinanderfolgenden Monaten auftretenden Ver-

änderung im Stromverbrauch (im folgenden zur sprachlichen Vereinfachung als **Veränderungsfehler** bezeichnet) heranzuziehen sind (vgl. ausführlich dazu 5.3).

Modell \ Fehlermaß		WPF1	WPF2	MAF [GWh]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeit. Verfahren		0.5	0.5	104.58	14 526.9	120.53
gewähltes Modell	Version A	0.33	0	57.25	4 895.8	69.97
	Version B	0.33	0	56.25	5 152.6	71.78
	Version C	0.5	0	58.50	4 977.3	70.55

Übersicht 7.2-4: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung 1986

Im Hinblick auf die **Veränderungsfehler** führt das gewählte Modell gegenüber dem derzeitigen Verfahren zu einer Fehlerreduktion, die je nach dem betrachteten Fehlermaßstab etwa in einer Größenordnung zwischen 40% - dieses gilt für den mittleren absoluten Fehler (MAF) und die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (WMQF) - und nahezu 70% - dieses ist beim mittleren quadratischen Fehler (MQF) der Fall - liegt.

Aus den **Wendepunktfehlern** läßt sich ableiten, daß es dem derzeitigen Verfahren lediglich gelingt, 50% aller eingetretenen Wendepunkte vorherzusagen[1], und daß 50% der vorhergesagten Wendepunkte nicht eingetreten sind[2]. Dagegen schneidet das gewählte Modell auch in diesem Zusammenhang wesentlich besser ab.

(2) Mittelbare Versorgung

(2.1) Der Jahresverbrauch

Für die mittelbare Versorgung wurden für 1986 die in Übersicht 7.2-5 wiedergegebenen Werte vorhergesagt. Diesen stehen als **Ist-Werte** 6500 GWh (Summe der Monatsberichte), 6 502 GWh (aufgelaufener Verbrauch im Monatsbericht) bzw. 6 487 GWh (Geschäftsbericht) gegenüber, was einem Zuwachs von 2.7%, 2.7% bzw. 2.5% gegenüber 1985 (6 331 GWh) entspricht.

Zwischen den **Prognoseergebnissen** der Version A und der Version B des **gewählten Modells** besteht in diesem Fall kein Unterschied, da im zugrundeliegenden Regressionsmodell (Basis 1/1985) kein signifikanter

---

[1] Diese Aussage läßt sich aus dem Wert für die Wendepunktfehler 2.Art (WPF2) entnehmen, der 0.5 beträgt.

[2] Diese Information verbirgt sich hinter dem Wert von 0.5 für die Wendepunktfehler 1. Art (WPF1).

Prognose-verfahren / Jahr	Monat	derzeitiges Verfahren		gewähltes Modell					
				Version A		Version B		Version C	
		GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
	1.			6 338	0.1	6 338	0.1	6 338	0.1
	2.					6 338	0.1	6 345	0.2
	3.					6 338	0.1	6 362	0.5
	4.					6 338	0.1	6 392	1.0
1	5.					6 338	0.1	6 422	1.4
9	6.					6 338	0.1	6 421	1.4
8	7.					6 338	0.1	6 440	1.7
5	8.					6 338	0.1	6 457	2.0
	9.					6 338	0.1	6 467	2.1
	10.	6 423	1.7			6 338	0.1	6 462	2.1
	11.					6 338	0.1	6 480	2.4
	12.					6 338	0.1	6 503	2.7
	1.	6 424	1.5	6 349	0.3	6 349	0.3	6 520	3.0
	2.	6 466	2.1	6 395	1.0	6 395	1.0	6 567	3.7
	3.	6 428	1.5	6 400	1.1	6 400	1.1	6 571	3.8
	4.	6 491	2.5	6 435	1.6	6 435	1.6	6 613	4.5
1	5.	6 465	2.1	6 428	1.5	6 428	1.5	6 609	4.4
9	6.	6 474	2.3	6 437	1.7	6 437	1.7	6 615	4.5
8	7.	6 527	3.1	6 462	2.1	6 462	2.1	6 622	4.6
6	8.	6 516	2.9	6 461	2.1	6 461	2.1	6 593	4.1
	9.	6 559	3.6	6 492	2.5	6 492	2.5	6 594	4.2
	10.	6 575	3.9	6 501	2.7	6 501	2.7	6 573	3.8
	11.	6 527	3.1	6 487	2.5	6 487	2.5	6 524	3.0
	12.	-	-	-	-	-	-	-	-

Übersicht 7.2-5: Prognose des Jahresverbrauches - Mittelbare Versorgung 1986

Einfluß der industriellen Nettoproduktion auf den Stromverbrauch der mittelbaren Versorgung besteht. Dadurch tritt bei der Modellversion B in 1985 kein Informationszuwachs auf, welcher in die Prognose eingearbeitet werden könnte. Der durch die Modellversion C ausgewiesene Anstieg des Stromverbrauchs für die mittelbare Versorgung - der in 1986 auch eintraf - ist daher vollständig auf außergewöhnliche strukturelle und verhaltensbedingte Veränderungen zurückzuführen, die sich bereits in 1985 zum größten Teil konkretisiert haben.

(2.2) Die Monatsverbräuche

Der **Vergleich** der verschiedenen Monatsprognosen für die mittelbare Versorgung mit den in 1986 eingetretenen **Ist-Werten** liefert die folgenden Ergebnisse für die als relevant erachteten Fehlermaße (vgl. Übersicht 7.2-6).

Auch hier ist wiederum eine deutliche **Überlegenheit** des **gewählten Modells** gegenüber dem derzeit realisierten Verfahren zu konstatieren. Ferner führt bei dieser isolierten Betrachtung einer Kunden-

gruppe die adaptive Version des gewählten Modells (Version C) zu deutlich besseren Werten im Vergleich zu den herkömmlichen Modellversionen (A und B).

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeitiges Verfahren		31.17	5.74	1 325.8	36.41
gewähltes Modell	Version A	17.17	3.08	472.8	21.74
	Version B	17.17	3.08	472.8	21.74
	Version C	13.83	2.57	310.7	17.63

Übersicht 7.2-6: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Mittelbare Versorgung 1986

Wenden wir uns den unter Flexibilitätsüberlegungen wichtigen **Wendepunkt-** und **Veränderungsfehlern** zu, so ergeben sich für die mittelbare Versorgung die folgenden Werte in den Fehlermaßen (vgl. Übersicht 7.2-7). Diese Werte verfestigen den oben gewonnenen Eindruck, wobei insbesondere die schlechten Egebnisse des derzeitigen Verfahrens auffallen.

Modell \ Fehlermaß		WPF1	WPF2	MAF [GWh]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeit. Verfahren		0.25	0.625	51.83	3 473.8	58.94
gewähltes Modell	Version A	0.1667	0.375	26.92	811.9	28.49
	Version B	0.1667	0.375	26.92	811.9	28.49
	Version C	0.1667	0.375	25.83	797.8	28.25

Übersicht 7.2-7: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Mittelbare Versorgung 1986

(3) Betriebsverbrauch

Den Betriebsverbrauch können wir aufgrund seiner geringen Bedeutung an der gesamten Landesversorgung - der Anteil beträgt ca. 0.4% - und seines stabilen Verlaufs vernachlässigen, insbesondere da die verschiedenen Prognoseverfahren nahezu identische Ergebnisse liefern, die nur unwesentlich von den Ist-Werten abweichen (vgl. Abb.7.2-3).

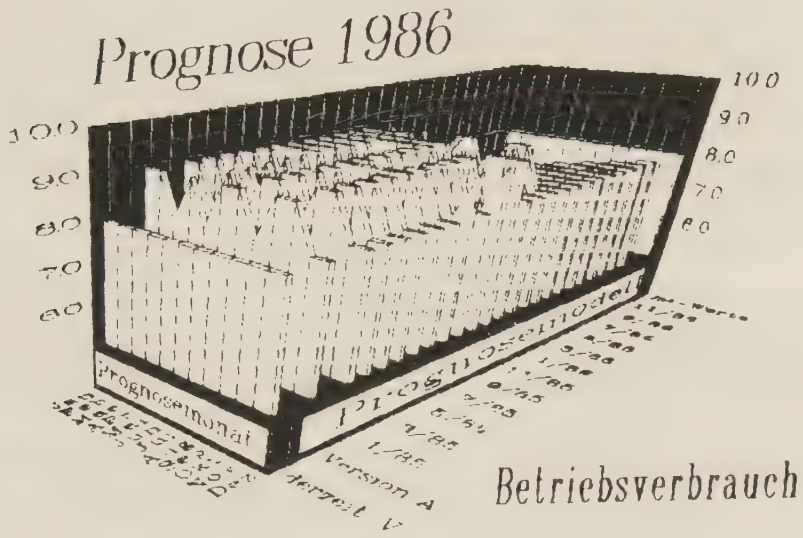


Abb.7.2-3: Vergleich der untersuchten Prognoseverfahren - Betriebsverbrauch 1986 (Monatsverbräuche)

(4) Tarifkunden

(4.1) Der Jahresverbrauch

Der von den Tarifkunden in 1986 verbrauchte Strom läßt sich aufgrund der bei dieser Kundengruppe auftretenden spezifischen Ableseproblematik (vgl. dazu auch 4.1) nur sehr unpräzise bestimmen. Dieses kommt auch in den großen Abweichungen zwischen den verschiedenen ausgewiesenen **Ist-Werten** zum Ausdruck. Während die Summation der einzelnen Monatsberichte zu einem Jahresverbrauch von 6 413 GWh führt, wird im Monatsbericht 12/1986 ein aufgelaufener Jahresverbrauch von 6 554 GWh angegeben und im Geschäftsbericht ein Verbrauch in Höhe von 6 557 GWh für 1986 ausgewiesen.

Den großen Abweichungen zwischen den verschiedenen möglichen Ist-Werten stehen ebenfalls relativ große Schwankungen in den **Prognosewerten** bei den verschiedenen zu untersuchenden Prognoseverfahren gegenüber. Im einzelnen ergeben sich die in der Übersicht 7.2-8 wiedergegebenen Prognosewerte für diese Kundengruppe.

Vergleichen wir diese **Prognosewerte** mit den **Ist-Werten** - 6 557 GWh bzw. 1.5% Mehrverbrauch gegenüber 1985 - so fallen zunächst die relativ schlechten Werte des gewählten Modells im Vergleich zum derzeit realisierten Verfahren auf. Die Ursache hierfür ist in der bereits mehrfach angesprochenen Ablese- (Daten-) Problematik zu sehen,

die bei dieser Kundengruppe evident wird. Aufgrund des bei VEW installierten Ablese- und Abrechnungsverfahrens beinhaltet der für di Tarifkunden 1986 ausgewiesene Verbrauch die "... Erfassung von Absatzmengen aus dem Vorjahr; diese allerdings im Toleranzbereich des Schätzverfahrens zur Jahresabgrenzung (rollierende Jahresablesung)" (Abweichungsanalyse des derzeit realisierten Verfahrens zum Dezember 1986). Dabei bewegte sich diese falsch erfaßte Menge in der Größenordnung von 100 GWh. Diese falsch erfaßten Absatzmengen bei den Tarifkunden in den Jahren 1985 und 1986 führen zu zwei Effekten, die sich stark negativ auf die Prognosegüte des gewählten Modells auswirken:

(a) Der tatsächlich in 1986 angefallene Verbrauch ist um ca. 100 GWh nach unten zu korrigieren und beträgt somit etwa 6 450 GWh. Durch diese Korrektur verbessern sich die angegebenen Prognosewerte bereits beträchtlich.
(b) Das von uns gewählte Modell basiert auf unrichtigen, zu niedrigen Werten für 1985, was insbesondere für die adaptive Modellversion C relevant wird. Hierdurch basiert die Prognose für 1986

Prognoseverfahren / Jahr	Monat	derzeitiges Verfahren		gewähltes Modell					
				Version A		Version B		Version C	
		GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
1985	1.			6 210	-3.8	6 210	-3.8	6 210	-3.8
	2.					6 210	-3.8	6 226	-3.6
	3.					6 210	-3.8	6 272	-2.9
	4.					6 210	-3.8	6 275	-2.8
	5.					6 165	-4.5	6 245	-3.3
	6.					6 165	-4.5	6 236	-3.4
	7.					6 165	-4.5	6 260	-3.1
	8.					6 165	-4.5	6 257	-3.1
	9.					6 165	-4.5	6 269	-2.9
	10.	6 403	-0.8			6 165	-4.5	6 272	-2.9
	11.					6 165	-4.5	6 264	-3.0
	12.					6 165	-4.5	6 339	-1.8
1986	1.	6 405	-0.8	6 181	-4.3	6 094	-5.6	6 242	-3.3
	2.	6 465	0.1	6 302	-2.4	6 216	-3.7	6 345	-1.7
	3.	6 490	0.5	6 417	-0.6	6 306	-2.3	6 472	0.2
	4.	6 465	0.1	6 409	-0.7	6 329	-2.0	6 450	-0.1
	5.	6 437	-0.3	6 402	-0.9	6 338	-1.8	6 440	-0.3
	6.	6 446	-0.2	6 424	-0.5	6 361	-1.5	6 460	0
	7.	6 430	-0.4	6 428	-0.4	6 403	-0.8	6 480	0.4
	8.	6 435	-0.3	6 468	0.2	6 435	-0.3	6 503	0.7
	9.	6 427	-0.5	6 487	0.5	6 460	0	6 502	0.7
	10.	6 412	-0.7	6 440	-0.3	6 431	-0.4	6 458	0
	11.	6 436	-0.3	6 463	0.1	6 457	0	6 471	0.2
	12.	-	-	-	-	-	-	-	-

Übersicht 7.2-8: Prognose des Jahresverbrauchs - Tarifkunden 1986

auf einem Regressionsmodell, das von zu niedrigen Werten ausgeht. Es wird damit für 1986 ein niedrigerer Stromverbrauch prognostiziert, als dieses der Fall wäre, wenn das Modell auf den exakten in 1985 aufgetretenen Monatsverbräuchen basieren würde. Wie hoch dieser Effekt ist, kann jedoch nicht exakt quantifiziert werden, da der genaue Fehler unbekannt ist und vor allem seine zeitliche Verteilung - in welchem Monat von 1985 trat welcher Fehler auf - einer Kenntnis vollkommen entzogen ist.

Insbesondere der unter (b) genannte Effekt wirkt sich bei dem gewählten Modell wesentlich stärker aus als beim **derzeit realisierten Verfahren**, da es sich bei letzterem weitgehend um ein subjektives Verfahren handelt, das nicht explizit auf den vorangegangenen Verbräuchen - also auch denen in 1985 - basiert.

Darüber hinaus ist jedoch noch festzuhalten, daß die im Bereich der Tarifkunden bessere Prognosefähigkeit des derzeit realisierten Verfahrens gegenüber dem gewählten Modell[1] eventuell auch **methodische Ursachen** haben könnte. So wird im derzeit realisierten Verfahren die Prognose für den Tarifbereich, insbesondere für die Haushaltskunden, nach dem weitaus anspruchsvollsten Verfahren innerhalb aller Teilprognosen durchgeführt. Vor allem werden im Gegensatz zu dem gewählten Modell die Tarifkunden differenziert betrachtet: Haushalte, Gewerbe, öffentliche Einrichtungen, Tarifkunden mit Sonderregelungen (z.B. für Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen).

Um das **gewählte Modell** in diesem Zusammenhang **zu verbessern**, bieten sich damit in erster Linie zwei Ansatzpunkte an:

- **Veränderung des Ableseverfahrens** bei den Tarifkunden dahingehend, daß jeden Monat der Verbrauch einer repräsentativ ausgewählten Stichprobe von Tarifkunden abgelesen wird. Hierdurch könnte vermutlich das beim derzeitigen Ableseverfahren noch mögliche Ausmaß an falsch erfaßten Verbräuchen erheblich reduziert werden.
- Weitergehende **Differenzierung der Tarifkunden im gewählten Modell** nach den o.g. Teilgruppen[2].

Da beide Ansatzpunkte mit z.T. erheblichem Aufwand verbunden sind, wollen wir im Rahmen dieser Arbeit von einer möglichen Verbesserung des Modells für die Tarifkunden Abstand nehmen.

Abschließend sind an dieser Stelle die **verschiedenen Versionen des gewählten Modells** zu beurteilen. Hierbei kann generell eine deutliche Überlegenheit der adaptiven Version C im Vergleich zu den beiden untersuchten herkömmlichen Modellversionen A und B konstatiert werden: die adaptive Modellversion nähert sich in 1985 bereits deutlich an den tatsächlichen Verbrauch an, während die Versionen A und B auf

---

[1] Die Frage, ob das derzeit realisierte Verfahren für den Bereich der Tarifkunden tatsächlich eine bessere Prognosefähigkeit besitzt, kann jedoch allein auf Basis der (Jahres-) Daten für 1986 nicht abschließend beantwortet werden.

[2] Hierbei tritt jedoch das Problem auf, daß die Monatsberichte nicht die entsprechenden Daten beinhalten. Die (monatlichen) Stromverbräuche der (differenzierten) Tarifkunden stehen erst mit einer weiteren zeitlichen Verzögerung zur Verfügung.

einer sehr schlechten Prognosegüte stagnieren. Besonders offensichtlich werden die Vorteile der adaptiven Version ferner noch zu Beginn des Jahres 1986, wo eine deutlich bessere Prognosegüte als bei den herkömmlichen Versionen festgestellt werden kann.

(4.2) Die Monatsverbräuche

Auch die Prognosen für die Monatsverbräuche unterscheiden sich bei den verschiedenen herangezogenen Prognoseverfahren in nicht unerheblichem Umfang. Bei einem **Vergleich** zwischen **Prognose-** und **Ist-Werten** ergeben sich dabei die in Übersicht 7.2-9 wiedergegebenen Ergebnisse:

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeitiges Verfahren		20.08	3.54	620.1	24.90
gewähltes Modell	Version A	40.42	6.93	3 043.3	55.17
	Version B	41.33	7.29	2 697.7	51.94
	Version C	37.00	6.43	2 145.7	46.32

Übersicht 7.2-9: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Tarifkunden 1986

bzgl. der herangezogenen Fehlermaße. Diese bestätigen im wesentlichen die beim Jahresverbrauch gewonnenen Erkenntnisse: eine deutlich bessere Prognosefähigkeit des derzeit realisierten Verfahrens bei den Tarifkunden und das beste Abschneiden der adaptiven Modellversion C innerhalb der Ergebnisse, die mit dem gewählten Modell erzielt werden.

Zu den identischen Ergebnissen gelangt man auch bei Betrachtung der **Wendepunkt-** und der **Veränderungsfehler** (vgl. Übersicht 7.2-10).

Modell \ Fehlermaß		WPF1	WPF2	MAF [GWh]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeit. Verfahren		0.5	0.5	28.17	1 131.7	33.64
gewähltes Modell	Version A	0.75	0.5	51.83	4 666.2	68.31
	Version B	0.5	0.5	51.00	4 568.3	67.59
	Version C	0.5	0.5	47.33	3 887.2	62.35

Übersicht 7.2-10: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Tarifkunden 1986

Die aus diesen Ergebnissen zu ziehenden Schlußfolgerungen haben wir bereits unter Punkt (4.1) ausführlich angesprochen. Insofern bleibt lediglich zu klären, ob die angeführten Gründe - insbesondere im Hinblick auf das zugrundeliegende Ableseverfahren bei den Tarifkunden - tatsächlich in dem Maße für das schlechte Abschneiden des gewählten Modells verantwortlich gemacht werden können, wie dieses vorstehend erfolgt ist. Um dieses zu klären sind die weiteren Kundengruppen zu analysieren. Bleiben die Ergebnisse bei den Tarifkunden ein Einzelfall, so kann diese Hypothese als bestätigt angesehen werden.

(5) Das Gewerbe u.a.

(5.1) Der Jahresverbrauch

Die verschiedenen zu vergleichenden Prognoseverfahren führen zu den in der Übersicht 7.2-11 zusammengefaßten **Prognosewerten** für den Jahresverbrauch des Gewerbes u.a. in 1986.

Prognose-verfahren / Jahr	Monat	derzeitiges Verfahren		gewähltes Modell					
				Version A		Version B		Version C	
		GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
	1.			370	-4.9	370	-4.9	370	-4.9
	2.					370	-4.9	370	-4.9
	3.					370	-4.9	377	-3.1
	4.					370	-4.9	376	-3.3
1	5.					370	-4.9	377	-3.1
9	6.					370	-4.9	375	-3.6
8	7.					370	-4.9	474	-3.9
5	8.					370	-4.9	373	-4.1
	9.					370	-4.9	374	-3.9
	10.	352	-9.5			370	-4.9	371	-4.6
	11.					370	-4.9	371	-4.6
	12.					370	-4.9	371	-4.6
	1.	354	-9.0	373	-4.1	372	-4.4	377	-3.1
	2.	358	-8.0	376	-3.3	375	-3.6	381	-3.1
	3.	361	-7.2	377	-3.1	376	-3.3	380	-2.3
	4.	367	-5.7	379	-2.6	379	-2.6	382	-1.8
1	5.	367	-5.7	377	-3.1	377	-3.1	379	-2.6
9	6.	368	-5.4	377	-3.1	377	-3.1	382	-1.8
8	7.	373	-4.1	379	-2.6	380	-2.3	385	-1.0
6	8.	372	-4.4	379	-2.6	379	-2.6	384	-1.3
	9.	375	-3.6	380	-2.3	381	-2.1	385	-1.0
	10.	379	-2.6	381	-2.1	381	-2.1	384	-1.3
	11.	380	-2.3	382	-1.8	382	-1.8	384	-1.3
	12.	-	-	-	-	-	-	-	-

Übersicht 7.2-11: Prognose des Jahresverbrauchs - Gewerbe u.a. 1986

Da der Verbrauch für das Gewerbe u.a. im Geschäftsbericht nicht gesondert ausgewiesen ist, legen wir für den Vergleich als **Ist-Wert** 391 GWh (aufgelaufener Verbrauch im Dezember 1986) zugrunde. Dieses entspricht einem Zuwachs von 0.5% gegenüber 1985. Vollständigkeitshalber sei noch die Summe aller Monatsberichte - 387 GWh - erwähnt.

Unter Zugrundelegung dieser Werte muß bei dieser Kundengruppe erneut eine **deutlich bessere Prognosefähigkeit des gewählten Modells** - dabei weist die Modellversion C wiederum die besten Werte auf - gegenüber dem derzeit realisierten Verfahren konstatiert werden.

(5.2) Die Monatsverbräuche

Die im Jahresverbrauch des Gewerbes u.a. deutlich werdenden Unterschiede zwischen den verschiedenen Prognoseverfahren schlagen sich auch in den **Prognosen der Monatsverbräuche** deutlich nieder. Aus diesen Monatsprognosen resultieren die in Übersicht 7.2-12 enthaltenen Werte für die relevanten Fehlermaße bei einem **Vergleich** zwischen

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeitiges Verfahren		3	8.97	12.8	3.58
gewähltes Modell	Version A	1.75	5.27	4.9	2.22
	Version B	1.75	5.27	4.9	2.22
	Version C	1.67	5.06	4.5	2.12

Übersicht 7.2-12: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Gewerbe u.a. 1986

Prognose- und **Ist-Werten**. Dabei wird der oben gewonnene Eindruck, der vor allem eine wesentlich bessere Prognosefähigkeit des gewählten Modells betraf, in vollem Umfang bestätigt.

Entsprechendes gilt für die unter Flexibilitätsgesichtspunkten besonders relevanten **Wendepunkt-** und **Veränderungsfehler** (vgl. Übersicht 7.2-13), wobei lediglich die Modellversion C geringfügig schlechter abschneidet als die beiden herkömmlichen Versionen. Besonders eindrucksvoll erscheinen in diesem Zusammenhang die Werte für die Wendepunktfehler. So gelingt es, mit Hilfe des gewählten Modells exakt alle sieben Wendepunkte im Stromverbrauch des Gewerbes u.a., die während des Jahres 1986 eingetreten sind, vorherzusagen, während bei dem derzeitig realisierten Verfahren vier Wendepunkte nicht prognostiziert werden.

Modell \ Fehlermaß		WPF1	WPF2	MAF [GWh]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeit. Verfahren		0	0.5714	3.17	13.2	3.63
gewähltes Modell	Version A	0	0	1.75	4.9	2.22
	Version B	0	0	1.75	4.9	2.22
	Version C	0	0	2.08	5.3	2.29

Übersicht 7.2-13: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Gewerbe u.a. 1986

Prognose-verfahren		derzeitiges Verfahren		gewähltes Modell					
				Version A		Version B		Version C	
Jahr	Monat	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
	1.			901	7.8	901	7.8	901	7.8
	2.					901	7.8	896	7.2
	3.					901	7.8	882	5.5
	4.					901	7.8	881	5.4
1	5.					901	7.8	890	6.5
9	6.					901	7.8	887	6.1
8	7.					901	7.8	887	6.1
5	8.					901	7.8	884	5.7
	9.					901	7.8	881	5.4
	10.	851	1.8			901	7.8	875	4.7
	11.					901	7.8	873	4.4
	12.					901	7.8	853	2.0
	1.	851	1.8	902	7.9	902	7.9	877	4.9
	2.	855	2.3	902	7.9	902	7.9	877	5.1
	3.	853	2.0	900	7.7	900	7.7	881	5.4
	4.	865	3.5	899	7.5	899	7.5	880	5.3
1	5.	862	3.1	895	7.1	895	7.1	879	5.1
9	6.	863	3.2	891	6.6	891	6.6	876	4.8
8	7.	865	3.5	883	5.6	883	5.6	866	3.6
6	8.	862	3.1	879	5.1	879	5.1	858	2.6
	9.	868	3.8	877	4.9	877	4.9	861	3.0
	10.	871	4.2	872	4.3	872	4.3	860	2.9
	11.	876	4.8	866	3.6	866	3.6	861	3.0
	12.	-	-	-	-	-	-	-	-

Übersicht 7.2-14: Prognose des Jahresverbrauchs - öffentliche Einrichtungen 1986

(6) Die öffentlichen Einrichtungen

(6.1) Der Jahresverbrauch

Für die öffentlichen Einrichtungen werden von den verschiedenen zu untersuchenden Prognoseverfahren recht unterschiedliche **Jahresprognosen** abgegeben (vgl. Übersicht 7.2-14).

Vergleichen wir diese Prognosewerte mit dem **tatsächlichen Verbrauch** von 867 GWh (Summe der Monatsverbräuche), 868 GWh (aufgelaufener Verbrauch im Monatsbericht 12/1986) bzw. 860 GWh (Geschäftsbericht) - dieses entspricht einem Zuwachs von 3.7% , 3.8% bzw. 2.9% gegenüber 1985 -, so liefern insgesamt allein die adaptive Version C des gewählten Modells und das derzeit realisierte Verfahren befriedigende Prognoseergebnisse.

(6.2) Die Monatsverbräuche

Aus den für die öffentlichen Verbraucher prognostizierten **Monatsverbräuchen** ergeben sich folgende Prognosefehler bei einem **Vergleich** zwischen **Prognose-** und **Ist-Werten** (vgl. Übersicht 7.2-15).

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeitiges Verfahren		3.42	4.81	16.1	4.01
gewähltes Modell	Version A	3.25	4.91	16.8	4.09
	Version B	3.25	4.91	16.8	4.09
	Version C	2.75	3.92	9.8	3.12

Übersicht 7.2-15: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - öffentliche Einrichtungen 1986

Die Prognosefehler bei einer monatsweisen Betrachtung lassen offensichtlich eine Relativierung des bei den Jahresverbräuchen gefundenen Ergebnisses notwendig werden: da das derzeit realisierte Verfahren zu nahezu identischen (schlechten) Werten führt wie die beiden herkömmlichen Versionen A und B des gewählten Modells, kann einzig der **adaptiven Version** des gewählten Modells bzgl. der öffentlichen Einrichtungen eine befriedigende Prognosefähigkeit zugesprochen werden.

Die Ablehnung des derzeit realisierten Verfahrens für die Prognose des (monatlichen) Stromverbrauchs der öffentlichen Einrichtungen wird noch verstärkt, wenn zur Beurteilung der verschiedenen Prognoseverfahren die **Wendepunkt-** und **Veränderungsfehler** herangezogen werden (vgl. dazu Übersicht 7.2-16). Das derzeit zur kurzfristigen Stromverbrauchsprognose eingesetzte Verfahren führt in diesem Zusammenhang zu den weitaus schlechtesten Werten.

Modell \ Fehlermaß		WPF1	WPF2	MAF [GWh]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeit. Verfahren		0.5	0.8333	6.50	61.2	7.82
gewähltes Modell	Version A	0.25	0	2.58	10.4	3.23
	Version B	0.25	0	2.58	10.4	3.23
	Version C	0.25	0	3.00	12.0	3.46

Übersicht 7.2-16: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - öffentliche Einrichtungen 1986

Insofern erscheint es insgesamt gerechtfertigt, **allein** der **adaptiven Version des gewählten Modells** bei dieser Kundengruppe eine **gute Prognosefähigkeit** zuzusprechen.

(7) Der Verkehr

(7.1) Der Jahresverbrauch

Die Kundengruppe Verkehr verbrauchte in 1986 laut Monatsberichte 317 GWh; dieser **Ist-Wert** ergibt sich sowohl aus den einzelnen Monatswerten, als auch als aufgelaufener Wert im Dezember 1986; im Geschäftsbericht für 1986 wird der Verbrauch dieser Kundengruppe mit 314 GWh angegeben, so daß sich ein prozentualer Rückgang von 1.9% bzw. 2.9% gegenüber 1985 ergibt.

Prognostiziert wurden für den Verkehr die in Übersicht 7.2-17 enthaltenen Jahresverbräuche. Ein **Vergleich** dieser Prognosewerte mit dem tatsächlichen Verbrauch in 1986 führt insbesondere für das derzeit realisierte Verfahren zu einer negativen Bewertung. Die in 10/1985 aufgestellte Prognose fällt viel zu niedrig aus. Bzgl. der verschiedenen Versionen des gewählten Modells kann an dieser Stelle kein abschließendes Urteil gefällt werden. Tendenziell scheint sich bei dieser Kundengruppe der adaptive Charakter der Modellversion C jedoch eher nachteilig auszuwirken, indem sich - im Gegensatz zu den herkömmlichen Versionen - kurzfristige Schwankungen und Effekte sofort und relativ stark in den Prognosen niederschlagen.

Prognose-verfahren		derzeitiges Verfahren		gewähltes Modell					
				Version A		Version B		Version C	
Jahr	Monat	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
	1.			325	0.6	325	0.6	325	0.6
	2.					325	0.6	323	0
	3.					325	0.6	322	-0.3
	4.					325	0.6	325	0.6
1	5.					325	0.6	321	-0.6
9	6.					325	0.6	319	-1.2
8	7.					325	0.6	323	0
5	8.					325	0.6	321	-0.6
	9.					325	0.6	326	0.9
	10.	299	-7.4			325	0.6	325	0.6
	11.					325	0.6	327	1.2
	12.					325	0.6	329	1.9
	1.	302	-6.5	325	0.6	325	0.6	332	2.8
	2.	304	-5.9	324	0.3	322	-0.3	333	3.1
	3.	303	-6.2	321	-0.6	318	-1.5	329	1.9
	4.	307	-5.0	321	-0.6	321	-0.6	330	2.2
1	5.	304	-5.9	317	-1.9	313	-3.1	324	0.3
9	6.	306	-5.3	316	-2.2	319	-2.2	325	0.6
8	7.	309	-4.3	317	-1.9	319	-1.2	325	0.6
6	8.	309	-4.3	317	-1.9	318	-1.5	324	0.3
	9.	315	-2.5	321	-0.6	326	0.9	327	1.2
	10.	318	-1.5	321	-0.6	322	-0.3	325	0.6
	11.	316	-2.2	317	-1.9	317	-1.9	320	-0.9
	12.	-	-	-	-	-	-	-	-

Übersicht 7.2-17: Prognose des Jahresverbrauchs - Verkehr 1986

(7.2) Die Monatsverbräuche

Für diese Kundengruppe ergeben sich entsprechend der recht unterschiedlichen Jahresprognosen relativ stark voneinander abweichende

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeitiges Verfahren		2.50	9.31	8.5	2.92
gewähltes Modell	Version A	1.67	6.74	5.3	2.31
	Version B	1.67	6.74	5.3	2.31
	Version C	1.67	6.77	5.2	2.27

Übersicht 7.2-18: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Verkehr 1986

Monatsprognosen. Dieses zeigt sich auch in einem **Vergleich** der **Prognosewerte** mit den **Ist-Werten**, der zu recht unterschiedlichen, in der Übersicht 7.2-18 wiedergegebenen Prognosefehlern führt. Diese bestätigen den bei den Jahresprognosen gewonnenen Eindruck, wonach die drei Versionen des gewählten Modells nahezu identische Ergebnisse liefern, während das derzeit realisierte Verfahren mit Abstand am schlechtesten zu bewerten ist.

Zu demselben Ergebnis gelangt man auch bei Heranziehung der **Wendepunkt**- und der **Veränderungsfehler** (vgl. dazu Übersicht 7.2-19).

Modell \ Fehlermaß		WPF1	WPF2	MAF [GWh]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeit. Verfahren		1	1	3.75	17.3	4.16
gewähltes Modell	Version A	0.25	0.25	2.50	9.0	3.00
	Version B	0.25	0.25	2.50	9.0	3.00
	Version C	0.4	0.625	2.75	10.4	3.23

Übersicht 7.2-19: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - Verkehr 1986

Bei Verwendung dieser Fehlermaße schneidet die adaptive Modellversion C geringfügig schlechter gegenüber den beiden herkömmlichen Versionen A und B des gewählten Modells ab. Diese geringfügige Verschlechterung kann aber u.E. vernachlässigt werden.

(8) Die Industrie

(8.1) Der Jahresverbrauch

Der **Jahresverbrauch** der Industrie lag für 1986 bei 9 302 GWh (Summe der Monatsverbräuche) bzw. 9 288 GWh (aufgelaufener Verbrauch im Monatsbericht 12/1986) bzw. 9 284 GWh (Geschäftsbericht). Dieses entspricht einem Rückgang von 5.8%, 6% bzw. 6% gegenüber 1985.

Prognostiziert wurden für die gesamte Industrie die in der Übersicht 7.2-20 wiedergegebenen Jahresverbräuche.

Ein **Vergleich** dieser **Prognosewerte** mit den **Ist-Werten** zeigt, daß in diesem Fall die herkömmliche Version B des gewählten Modells offensichtlich über die beste Prognosefähigkeit im Rahmen aller untersuchten Prognoseverfahren verfügt. Um auszuschließen, daß diese Bewertung nicht allein auf einer Kompensation von Einzelfehlern basiert, wollen wir die Industriebranchen gesondert betrachten.

Prognose-verfahren / Jahr	Monat	derzeitiges Verfahren GWh	%	gewähltes Modell Version A GWh	%	Version B GWh	%	Version C GWh	%
	1.			9 725	-1.5	9 725	-1.5	9 725	-1.5
	2.					9 737	-1.4	9 776	-1.0
	3.					9 743	-1.3	9 784	-0.9
	4.					9 737	-1.4	9 835	-0.4
1	5.					9 416	-4.7	9 552	-3.3
9	6.					9 420	-4.6	9 535	-3.5
8	7.					9 411	-4.7	9 508	-3.7
5	8.					9 407	-4.7	9 552	-3.3
	9.					9 412	-4.7	9 564	-3.2
	10.	9 667	-2.1			9 403	-4.8	9 540	-3.4
	11.					9 413	-4.7	9 583	-3.0
	12.					9 318	-5.7	9 690	-1.9
	1.	9 648	-2.3	9 699	-1.8	9 391	-4.9	9 682	-2.0
	2.	9 584	-3.0	9 659	-2.2	9 406	-4.8	9 729	-1.5
	3.	9 524	-3.6	9 588	-2.9	9 429	-4.5	9 608	-2.7
	4.	9 542	-3.4	9 578	-3.0	9 436	-4.5	9 643	-2.4
1	5.	9 477	-4.0	9 512	-3.7	9 372	-5.1	9 500	-3.8
9	6.	9 437	-4.4	9 456	-4.3	9 348	-5.3	9 302	-5.8
8	7.	9 491	-3.9	9 445	-4.4	9 370	-5.1	9 423	-4.6
6	8.	9 402	-4.8	9 393	-4.9	9 347	-5.4	9 314	-5.7
	9.	9 364	-5.2	9 338	-5.4	9 330	-5.5	9 323	-5.6
	10.	9 389	-4.9	9 331	-5.5	9 380	-5.0	9 414	-4.7
	11.	9 365	-5.2	9 316	-5.7	9 312	-5.7	9 337	-5.5
	12.	-	-	-	-	-	-	-	-

Übersicht 7.2-20: Prognose des Jahresverbrauchs - gesamte Industrie 1986

Da eine vollständige Analyse der **einzelnen Industriebranchen** den vorgegebenen Rahmen sprengen würde, konzentrieren wir uns auf ausgewählte Prognosen. Aus Vergleichbarkeitsgründen wurden dazu zunächst die auf Basis 10/1985 erstellten Prognosen herangezogen. Ferner beziehen wir noch die Prognosen der Versionen B und C des gewählten Modells, die auf Basis 12/1985 erstellt wurden, in den Vergleich ein (vgl. dazu Übersicht 7.2-21), da hier die größten Differenzen in den Jahresprognosen aufgetreten sind.

Analysieren wir die in Übersicht 7.2-21 zusammengestellten **Jahresprognosen** für die **einzelnen Industriebranchen**, so läßt sich keine eindeutige Aussage darüber abgeben, welches Prognoseverfahren bei dieser(n) Kundengruppe(n) eine höhere Prognosefähigkeit besitzt. Folgende Punkte sind u.E. insgesamt als wichtigste Ergebnisse hervorzuheben:

Daten / Industriebranche	Ist-Werte (Monatsbericht aufgel.)	derzeitiges Verfahren 10/85	gewähltes Modell				
			Version A	Version B		Version C	
			1/85 - 10/85	10/85	12/85	10/85	12/85
Bergbau	227	236	229	229	229	234	234
Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie	6 167	6 546	6 625	6 314	6 248	6 390	6 546
Eisen- und Stahlerzeugung	3 346	3 409	3 501	3 678	3 549	3 465	3 522
NE-Metalle	715	716	697	697	697	717	721
Zement	659	608	733	679	659	671	650
übrige Steine Erden	134	144	158	150	145	158	158
Chemie	919	1 271	978	908	826	959	1 085
sonstige Grundstoff- u. Prod.	394	398	381	379	372	420	410
Investitionsgüterindustrie	1 380	1 370	1 373	1 377	1 369	1 394	1 389
Eisen und Stahlverarbeitung	699	700	676	680	675	695	700
Maschinenbauindustrie	275	265	296	295	296	307	306
KFZ-Industrie	341	348	346	347	343	339	335
sonstige Investitionsgüterin.	65	57	55	55	55	53	48
Verbrauchsgüterindustrie	1 110	1 123	1 123	1 108	1 098	1 132	1 133
Textilindustrie	316	357	407	396	386	373	367
Kunststoffverar.	368	347	343	339	339	349	353
übrige Verbrauchsgüterin.	426	419	373	373	373	410	413
Nahrungs- und Genußmittelind.	404	393	378	377	377	388	392

Übersicht 7.2-21: Vergleich der untersuchten Prognoseverfahren - einzelne Industriebranchen 1986 (Jahresverbrauch in GWh)

- Unterschiede zwischen den verschiedenen untersuchten Prognoseverfahren ergeben sich in erster Linie durch die Grundstoff- und Produktionsgüterindustrie.
- Innerhalb dieses Industriezweiges differieren vor allem die Prognosen für die Eisen- und Stahlerzeugende sowie für die Chemische Industrie z.T. erheblich voneinander.
- Das gewählte Modell weist insbesondere Schwächen bei der Prognose der "übrigen" bzw. "sonstigen" auf. Hier liegt ein Ansatzpunkt zur Modellverbesserung, indem die Regressionsmodelle in stärkerem Maße auf die VEW-spezifische Zusammensetzung dieser Kundengruppen abgestellt werden sollten (vgl. ausführlicher dazu 8.2.2.1).
- Greift man die Prognosen heraus, die zum Oktober 1985 nach den verschiedenen untersuchten Verfahren aufgestellt worden sind, so weist die adaptive Modellversion C die höchste Prognosefähigkeit auf. Diese Bewertung läßt sich durch einen Vergleich der Prognosefehler belegen (vgl. dazu Übersicht 7.2-22).
- Bzgl. des derzeitigen Verfahrens ist jedoch relativierend darauf hinzuweisen, daß ein Großteil des Gesamtfehlers bei der Chemischen Industrie auftritt. Der sich dabei aufgrund von Sondereinflüssen ergebende Ausreißer in Höhe von 352 GWh schlägt sich dabei vor allem in MQF und WMQF nieder, da bei diesen Fehlermaßstäben Ausreißer durch eine Quadrierung besonders stark einfließen.

Prognoseverfahren / Fehlermaß	derzeitiges Verfahren	gewähltes Modell				
		Version A	Version B		Version C	
		1/1985= 10/1985	10/85	12/85	10/85	12/85
MAF	39.73	65.07	31.93	39.00	25.87	36.67
MRAF	6.78	8.96	7.15	7.30	6.65	7.77
MQF	8 878.5	8 916.0	2 466.1	4 079.4	1 501.3	4 263.7
WMQF	94.23	94.42	49.66	63.87	38.75	65.30

Übersicht 7.2-22: Durchschnittlicher Prognosefehler auf der Basis von Jahresverbräuchen - einzelne Industriebranchen 1986

(8.2) Die Monatsverbräuche

Ein **Vergleich** der von den verschiedenen untersuchten Prognoseverfahren gelieferten **Prognosewerte** für den **Monatsverbrauch** der **gesamten Industrie** mit den **Ist-Werten** führt zu den in Übersicht 7.2-23 wiedergegebenen Prognosefehlern. Diese lassen noch einmal recht eindrucksvoll einen zentralen Vorteil des gewählten Modells gegenüber dem derzeit realisierten Verfahren greifbar werden: das gewählte Modell ist selbst in seiner einfachsten Form (Version A) wesentlich

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeitiges Verfahren		46.58	6.16	2 638.1	51.36
gewähltes Modell	Version A	35.17	4.64	1 766.8	42.03
	Version B	24.00	3.14	718.5	26.80
	Version C	27.42	3.61	977.6	31.27

Übersicht 7.2-23: Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Industrie 1986

besser in der Lage, die im Laufe eines Jahres (monatlich) auftretenden Verbrauchsschwankungen zu erfassen und vorherzusagen.

Dieser Vorteil wird insbesondere auch bei Betrachtung der **Wendepunkt-** und der **Veränderungsfehler** evident (vgl. Übersicht 7.2-24).

Modell \ Fehlermaß		WPF1	WPF2	MAF [GWh]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeit. Verfahren		0.3333	0.7143	56.92	4 526.4	67.28
gewähltes Modell	Version A	0	0	28.75	1 198.1	34.61
	Version B	0	0	26.67	1 082.2	32.90
	Version C	0	0	25.58	992.6	31.51

Übersicht 7.2-24: Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Industrie 1986

Bei der Betrachtung der **Monatsprognosen** für die **einzelnen Industriebranchen** muß das derzeitige Verfahren ausgeklammert werden, da es keine monatlichen Werte für einzelne Branchen liefert. Die bisherigen Analysen haben u.E. aber bereits deutlich genug die Überlegenheit des gewählten Modells gegenüber dem derzeitigen Verfahren bei einer monatlichen Betrachtung gezeigt.

Auf eine gesonderte Diskussion jeder einzelnen Branche wollen wir verzichten. Stattdessen sei, um die verschiedenen Versionen des gewählten Modells detaillierter miteinander vergleichen zu können, lediglich ein Überblick zu den **durchschnittlichen Prognosefehlern** der verschiedenen Versionen bzgl. aller einzelnen Industriebranchen gegeben (vgl. dazu Übersicht 7.2-25 und 7.2-26).

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
gewähltes Modell	Version A	5.53	11.12	106.5	6.35
	Version B	4.66	10.28	78.7	5.72
	Version C	4.30	9.91	69.1	5.30

Übersicht 7.2-25: Durchschnittlicher Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - einzelne Industriebranchen 1986

Modell \ Fehlermaß		WPF1	WPF2	MAF [GWh]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
gewähltes Modell	Version A	0.3746	0.4367	3.49	40.9	4.52
	Version B	0.4173	0.3887	3.59	40.8	4.49
	Version C	0.3395	0.4071	3.65	39.8	4.48

Übersicht 7.2-26: Durchschnittlicher Wendepunkt- und Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - einzelne Industriebranchen 1986

Danach führt die adaptive Version C des gewählten Modells insgesamt zu den besten Prognoseergebnissen, wenn auch z.T. nur marginale Unterschiede zu den anderen beiden Modellversionen bestehen.

7.2.1.2 Zusammenfassung: die Stromverbrauchsprognose für 1986

Um zu einem (vorläufigen) Gesamturteil hinsichtlich der Prognosefähigkeit der verschiedenen untersuchten Prognoseverfahren zu gelangen, **fassen** wir die gesamten für 1986 erstellten Stromverbrauchsprognosen in komprimierter Form **zusammen.**

(1) Die Jahresverbräuche

Legen wir für eine zusammenfassende Beurteilung die Aufteilung der Landesversorgung nach den im gewählten Modell unterschiedenen 21 Kundengruppen zugrunde, so ergeben sich für die verschiedenen untersuchten Prognoseverfahren die in Übersicht 7.2-27 wiedergegebenen durchschnittlichen Prognosefehler.

Modell \ Fehlermaß		MAF [GWh]	MRAF [%]	MQF [GWh²]	WMQF [GWh]
derzeitiges Verfahren		42.24	5.93	7 754.1	88.06
gewähltes Modell	Version A	72.86	7.27	13 228.2	115.01
	Version B	51.33	6.01	10 204.7	101.02
	Version C	34.76	5.38	4 987.6	70.62

Übersicht 7.2-27: Durchschnittlicher Prognosefehler auf der Basis von Jahresverbräuchen - einzelne Kundengruppen 1986

Bereits an dieser Stelle wird deutlich, daß die **adaptive Version C** des **gewählten Modells** die **größte Prognosefähigkeit** besitzt. Da ferner noch insbesondere im Hinblick auf die Jahresprognosen einige Ansatzpunkte zur Modellverbesserung existieren (vgl. ausführlich dazu 8.1.2), ist in dieser Bewertung weiteres Potential zur Erhöhung der Prognosefähigkeit eingeschlossen.

(2) Die Monatsverbräuche

Für einen zusammenfassenden Vergleich bzgl. der Prognosefähigkeit, die Monatsverbräuche vorherzusagen, können nur die im vorherigen Abschnitt unterschiedenen Kundengruppen herangezogen werden, also mittelbare Versorgung, Betriebsverbrauch, Tarifkunden, Gewerbe u.a., öffentliche Einrichtungen, Verkehr und die gesamte Industrie. Die verschiedenen untersuchten Prognoseverfahren weisen bei diesen Kundengruppen folgende **durchschnittliche Prognosefehler** hinsichtlich der monatlichen Absatzmengen auf (vgl. Übersicht 7.2-28).

Insgesamt zeigen die Zahlen, daß das gewählte Modell - insbesondere die adaptive Modellversion C - in der Lage ist, die Prognose der monatlichen Absatzmengen gegenüber dem derzeit bestehenden Verfahren erheblich zu verbessern.

Betrachten wir die unter Flexibilitätsgesichtspunkten besonders relevanten Fehlermaßstäbe, welche zum einen die Vorhersage von **Wendepunkten**, zum anderen die **Veränderung im Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Monaten (Veränderungsfehler)** betreffen (vgl. dazu Übersicht 7.2-29), so werden weitere wesentliche Vorteile des gewählten Modells gegenüber dem derzeit realisierten Verfahren zur kurzfristigen Stromverbrauchsprognose offenkundig: bei allen Fehlermaßen in diesem Zusammenhang schneidet das derzeitige Verfahren am schlechtesten ab. Dieses bedeutet, daß es gelungen ist, mit Hilfe des gewählten Modells die Voraussetzungen zu verbessern, daß sich ein EVU anpassen kann. Besonders augenfällig ist bei diesen Fehlermaßen der schlechte Wert des derzeitigen Verfahrens bzgl. WPF2. Diesem Fehlermaß, daß die Fähigkeit eines Prognoseverfahrens bewertet, tatsächlich eingetroffene Wendepunkte vorherzusagen, hatten wir unter theoretischen Überlegungen eine besondere Bedeutung zugeschrieben, die flexibilitätsfördernden bzw. -hemmenden Wirkungen von

Fehlermaß	Modell / Kundengruppe		mittelbare Versorgung	Betriebsverbrauch	Tarifkunden	Gewerbe u.a.	öffentliche Einrichtungen	Verkehr	Industrie	Σ	ø
MAF	derzeitiges Verf.		31.17	0	20.08	3.00	3.42	2.50	46.58	106.75	15.25
	gewähltes Modell	Version A	17.17	0.58	40.42	1.75	3.25	1.67	35.17	100.01	14.29
		Version B	17.17	0.58	41.33	1.75	3.25	1.67	24.00	89.75	12.82
		Version C	13.83	0.83	37.00	1.67	2.75	1.67	27.42	85.17	12.17
MRAF	derzeitiges Verf.		5.74	0	3.54	8.97	4.81	9.31	6.16	38.53	5.50
	gewähltes Modell	Version A	3.08	7.29	6.93	5.27	4.91	6.74	4.64	38.86	5.55
		Version B	3.08	7.29	7.29	5.27	4.91	6.74	3.14	37.72	5.39
		Version C	2.57	10.42	6.43	5.06	3.92	6.77	3.61	38.78	5.54
MQF	derzeitiges Verf.		1325.8	0	620.1	12.8	16.1	8.5	2638.1	4621.4	660.2
	gewähltes Modell	Version A	427.8	0.6	3043.3	4.9	16.8	5.3	1766.8	5310.5	758.6
		Version B	472.8	0.6	2697.7	4.9	16.8	5.3	718.5	3916.6	559.5
		Version C	310.7	0.8	2145.7	4.5	9.8	5.2	977.6	3454.3	493.5
WMQF	derzeitiges Verf.		36.41	0	24.90	3.58	4.01	2.92	51.36	123.18	17.60
	gewähltes Modell	Version A	21.74	0.76	55.17	2.22	4.09	2.31	42.03	128.32	18.33
		Version B	21.74	0.76	51.94	2.22	4.09	2.31	26.80	109.86	15.69
		Version C	17.63	0.91	46.32	2.12	3.12	2.27	31.27	103.60	14.81

Übersicht 7.2-28: Zusammenfassung der Prognosefehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - ausgewählte Kundengruppen 1986

Fehlermass	Kundengruppe / Modell		Mittelbare Versorgung	Betriebsverbrauch	Tarifkunden	Gewerbe u.a.	Öffentliche Einrichtungen	Verkehr	Industrie	Σ	∅
VPF 1	derzeitige Verfahren		.25	0	.5	0	.5	1	.3333	2.3383	.3600
	gewähltes Modell	Version A	.1667	1	.75	0	.25	.25	0	2.4167	.3452
		Version B	.1667	1	.5	0	.25	.25	0	1.9167	.2738
		Version C	.1667	1	.5	0	.25	.4	0	2.3167	.3310
VPF 2	derzeitige Verfahren		.625	0	.5	.5714	.8333	1	.7143	4.2440	.6063
	gewähltes Modell	Version A	.375	0	.5	0	0	.25	0	1.1250	.1607
		Version B	.375	0	.5	0	0	.25	0	1.1250	.1607
		Version C	.375	0	.5	0	0	.625	0	1.5000	.2143
MAF	derzeitige Verfahren		51.83	0	23.17	3.17	6.50	3.75	56.92	150.34	21.48
	gewähltes Modell	Version A	26.92	.67	51.83	1.75	2.58	2.50	28.75	115.00	16.43
		Version B	26.92	.67	51.00	1.75	2.58	2.50	26.67	112.09	16.01
		Version C	25.83	.25	47.33	2.08	3.00	2.75	25.58	106.82	15.26
MQF	derzeitige Verfahren		3 473.8	0	1 131.7	13.2	61.2	17.3	4 526.4	9 223.6	1 317.7
	gewähltes Modell	Version A	311.9	.7	4 666.2	4.9	10.4	9.0	1 198.1	6 701.2	957.3
		Version B	811.9	.7	4 568.3	4.9	10.4	9.0	1 082.2	6 487.4	926.8
		Version C	797.8	.3	3 887.2	5.3	12.0	10.4	992.6	5 705.6	815.1
WMQF	derzeitige Verfahren		58.94	0	33.64	3.63	7.82	4.16	67.28	175.47	25.07
	gewähltes Modell	Version A	28.49	.82	68.31	2.22	3.23	3.00	34.61	140.68	20.10
		Version B	28.49	.82	67.59	2.22	3.23	3.00	32.90	138.25	19.75
		Version C	28.25	.5	62.35	2.29	3.46	3.23	31.51	131.59	18.80

Übersicht 7.2-29: Zusammenfassung der Wendepunkt- und der Veränderungsfehler auf der Basis monatlicher Verbräuche - ausgewählte Kundengruppen 1986

(Stromverbrauchs-) Prognoseergebnissen (quantitativ) erfassen zu können.

Aufgrund der vorangegangenen Analysen kann die **Schlußfolgerung** gezogen werden, daß das gewählte Modell die ihm theoretisch zugeschriebenen Wirkungen auch unter praktischen Gegebenheiten in den Prognoseergebnissen zeigt. Aufgrund seiner spezifischen Zielsetzungen ist es dabei insbesondere in der Lage, auch mit Hilfe der Prognoseergebnisse, die Voraussetzungen zur Schaffung und Erhaltung von Flexibilität in einem EVU zu verbessern. Dabei drängt sich aufgrund der Prognoseergebnisse der Eindruck auf, daß dieses vor allem mit Hilfe der adaptiven Modellversion C gelingen kann. Eine endgültige Entscheidung hierüber - also welche Modellversion die besten Ergebnisse liefert und damit im weiteren zur Anwendung empfohlen werden sollte - kann auf dieser Basis jedoch nicht getroffen werden, da wir bislang nur einen mehr oder weniger willkürlich ausgewählten Prognosezeitpunkt (10/1985) herausgegriffen haben. Um auszuschließen, daß die bisherige Bewertung der verschiedenen untersuchten Prognoseverfahren auf reinen Zufälligkeiten beruht, ist ferner die Entwicklung der Fehlermaßstäbe im Zeitablauf zu betrachten (vgl. dazu die Abb. 7.2-4 bis 7.2-12).

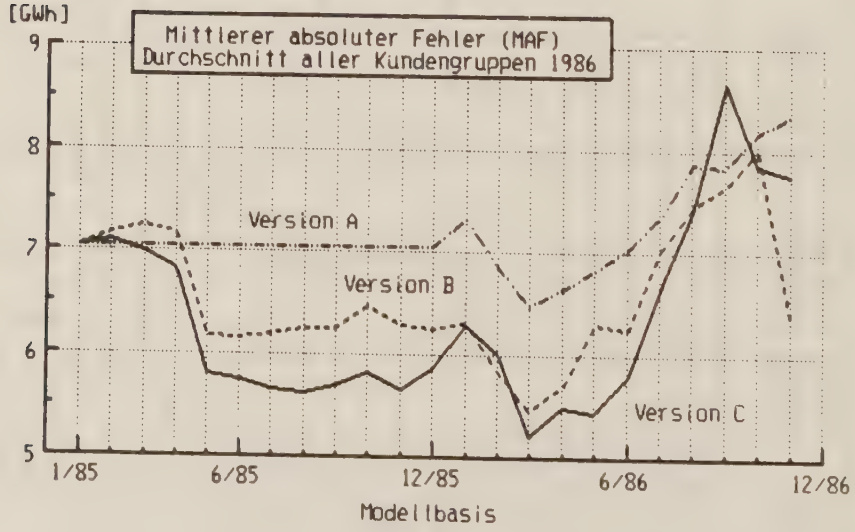


Abb.7.2-4: Entwicklung des durchschnittlichen MAF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

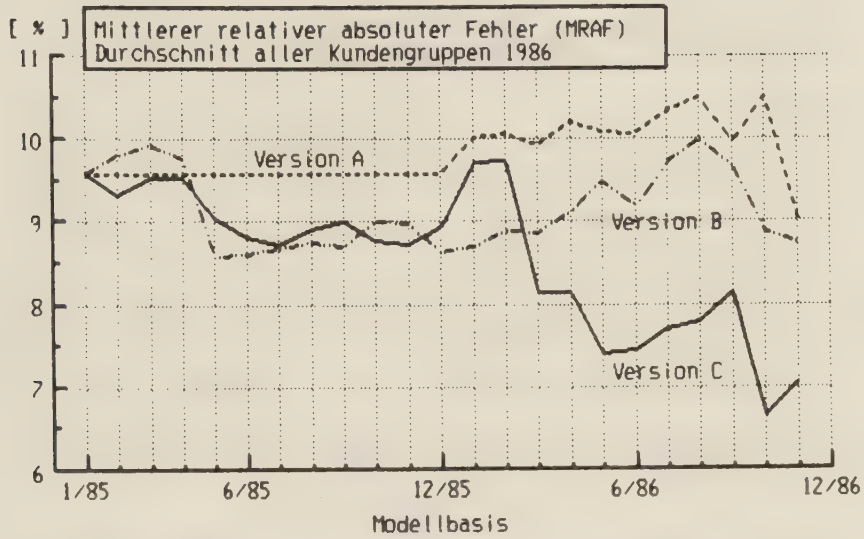


Abb.7.2-5: Entwicklung des durchschnittlichen MRAF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

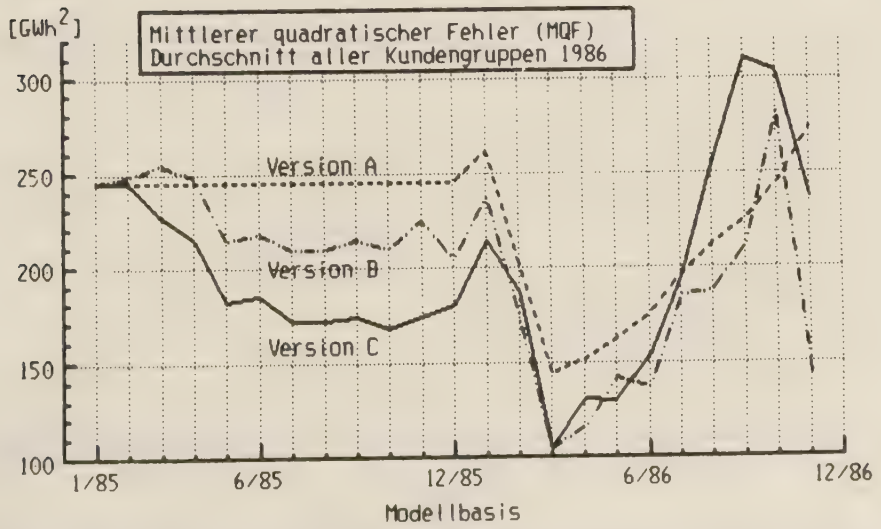


Abb.7.2-6: Entwicklung der durchschnittlichen MQF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

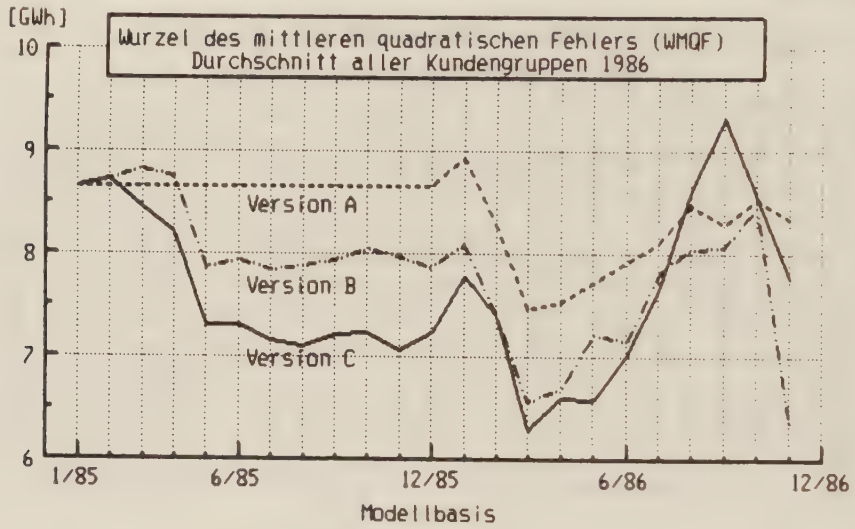


Abb.7.2-7: Entwicklung der durchschnittlichen WMQF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

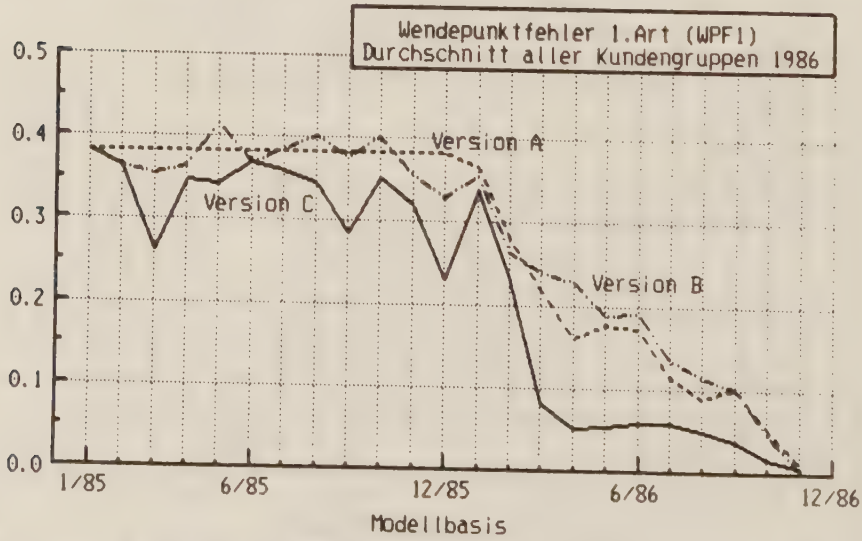


Abb.7.2-8: Entwicklung des Durchschnitts aller WPF1 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

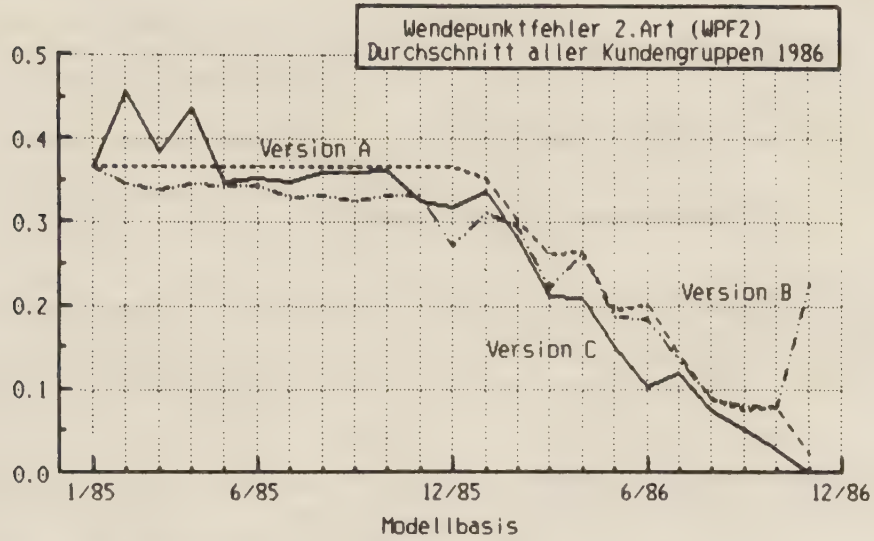


Abb.7.2-9: Entwicklung des Durchschnitts aller WPF2 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

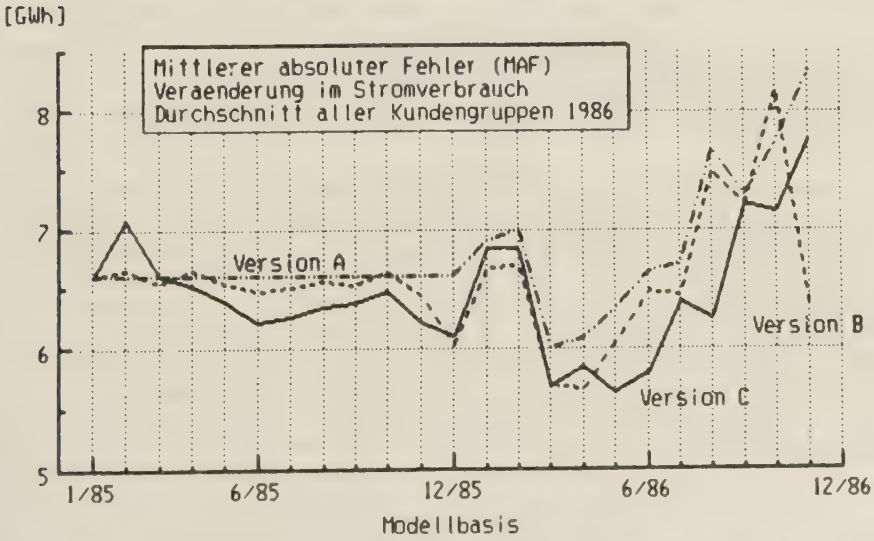


Abb.7.2-10: Entwicklung des durchschnittlichen MAF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis der Veränderung im monatlichen Verbrauch - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

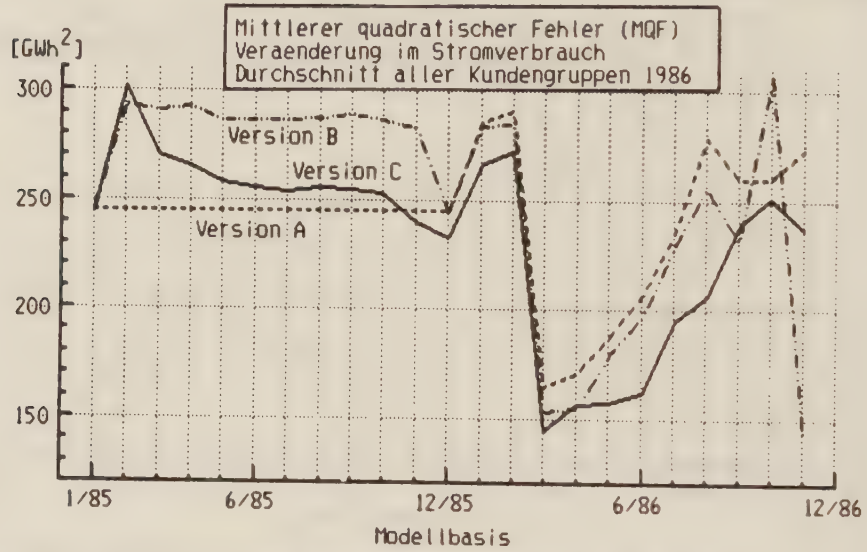


Abb.7.2-11: Entwicklung des durchschnittlichen MQF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis der Veränderung im monatlichen Verbrauch - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

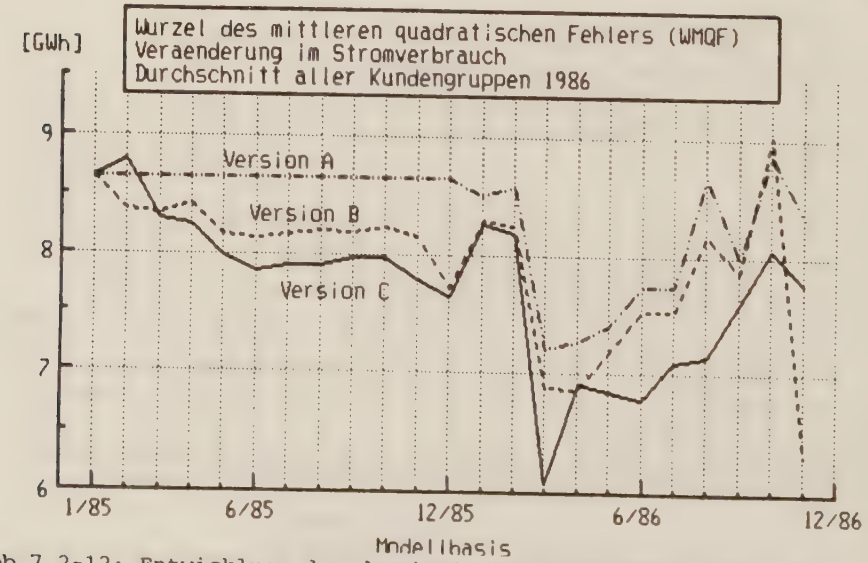


Abb.7.2-12: Entwicklung der durchschnittlichen WMQF 1/1985 bis 11/1986 auf der Basis der Veränderung im monatlichen Verbrauch - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 einzelne Kundengruppen 1986

Die **Interpretation** der Abbildungen muß **getrennt** nach **1985** und **1986** erfolgen, da sich die Entwicklungen in beiden Jahren grundsätzlich voneinander unterscheiden.

In **1985** kann bzgl. (fast) aller betrachteten Fehlermaßstäbe eine **eindeutige Entwicklungstendenz** ausgemacht werden:

> Mit zunehmendem Reifegrad des verwendeten Prognosemodells verringern sich die Prognosefehler (nahezu) kontinuierlich in immer stärkerem Ausmaß im Zeitablauf.

Diese Tendenz läßt sich für beide betrachteten Blöcke der Fehlermaßstäbe belegen, tritt jedoch bei den reinen **Prognosefehlern** in **stärkerem Maße** auf. Bei den Wendepunktfehlern und den Veränderungsfehlern verfügt dagegen insbesondere die Version B häufig auch über bessere Werte als die "reifere" Version C; dennoch gilt auch für diese Fehlermaßstäbe tendenziell die obige Aussage.

Die Entwicklung der Fehlermaßstäbe in **1986** ist differenzierter zu sehen. Zunächst bereitet es größere Probleme, eine eindeutige Tendenz bzw. Entwicklung eines einzelnen Fehlermaßstabes - bezogen auf eine Modellversion - herauszufiltern. Im allgemeinen läßt sich jedoch folgende generelle Entwicklung ausmachen:

> Zu Beginn von 1986 (Januar und Februar) steigen die Fehlerwerte an. Im März erreichen die meisten Fehlermaßstäbe bei allen Modellversionen ihr Minimum. Es schließt sich ein mehr oder weniger stetiger Anstieg der Fehlerwerte zum Jahresende hin an.

Ausgenommen von dieser Aussage sind die **Wendepunktfehler** (WPF1 und WPF2), die (natürlich) zum Ende des Jahres hin immer geringer werdende Werte annehmen, da mit wachsendem zeitlichen Fortschritt immer weniger Wendepunkte eintreten; die Gefahr, einen Wendepunktfehler zu begehen, nimmt ab.

Bei den **anderen Fehlermaßstäben** ist dagegen ein entgegengesetzter Effekt zu beobachten. Mit wachsendem zeitlichen Fortschritt schlagen sich "Fehlprognosen" in immer stärker werdendem Ausmaß in den Werten der Fehlermaßstäbe nieder. Dabei kommt es im vorliegenden Fall vor allem deshalb zu "Fehlprognosen", weil die in 1986 eingetretenen Temperaturen - eine Größe, die sich längerfristig kaum, zumindest nicht mit dem Anspruch auf Seriosität, vorhersagen läßt - relativ stark von den Temperaturen eines Normaljahres abweichen. Da dieses vor allem auch für die letzten Monate in 1986 gilt[1], während sich die Sommermonate eher im Rahmen des Normalen bewegen, schlägt sich diese temperaturbedingte "Fehlprognose" am Ende des Jahres stärker nieder als zu Beginn des Jahres: hier führen die Monate mit Normaltemperaturen zu einem kompensatorischen Effekt.

Den **Einfluß der Temperaturen** auf die **Prognosefehler** visualisiert abschließend die Abb.7.2-13. Der Verlauf des exemplarisch ausgewählten

---

[1] Die Temperaturen lagen im Oktober um ca. 3.6%, im November um ca. 3.2% und im Dezember 1986 um ca. 2.2% unterhalb der Temperaturen eines Normaljahres.

Fehlermaßstabes MRAF korrespondiert offensichtlich in nicht unerheblichem Maße mit der (absoluten) Abweichung der (Monats-) Temperaturen von den Normaltemperaturen. Dabei sind die Temperaturen für das Restjahr zu betrachten, da für diesen Zeitraum die Prognose erstellt wird und die Prognosefehler berechnet werden.

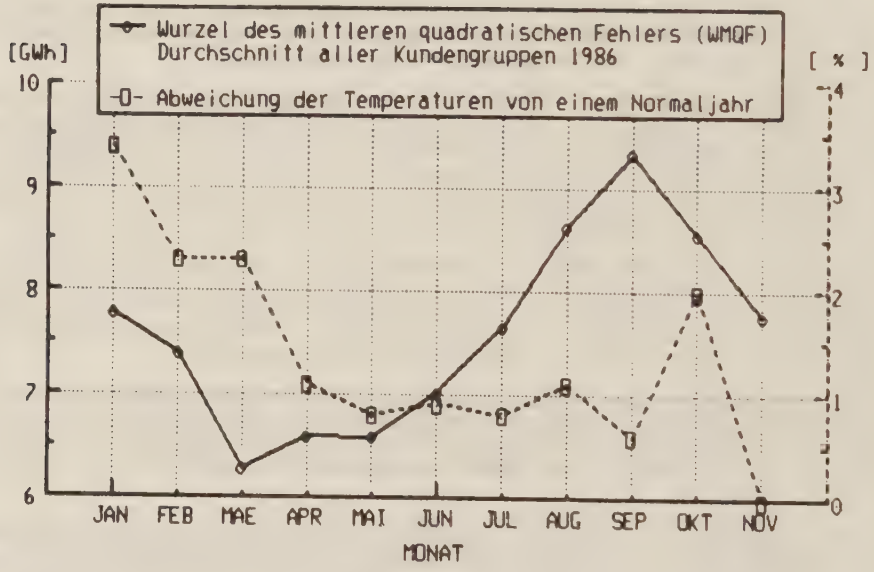


Abb.7.2-13: Verlauf der durchschnittlichen WMQF 1/1986 bis 11/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 Kundengruppen 1986 - und absolute prozentuale Abweichung der (Monats-) Temperaturen von einem Normaljahr für das Restjahr

Aufgrund dieses Temperatureinflusses auf die Prognosefehler und den mehr oder weniger zufälligen Schwankungen der Temperaturen können u.E. die echten Prognosewerte bzw. die dabei auftretenden Prognosefehler nicht dazu herangezogen werden, die verschiedenen Modellversionen zu objektivieren und damit abschließend zu beurteilen.

7.2.2 Die Ex-Post-Prognosen für 1986

Ein Vergleich der verschiedenen Prognoseverfahren kann sich nicht allein auf die echten Prognosen erstrecken. Bei jeder Prognose werden bestimmte Annahmen getroffen, unter denen der prognostizierte Wert eintreffen soll. Treffen diese Annahmen dann nicht ein, so

dürfte der Prognosewert ebenfalls nicht eintreffen[1]. Dieses bedeutet, daß u.U. ein schlechterer Prognosewert höher zu bewerten ist, da das Modell, welches diesen Wert hervorgebracht hat, die Realität besser erfaßt und wiedergibt als ein Modell, das trotz fehlerhafter Annahmen genau den eingetretenen Wert vorhergesagt hat[2]. Um in dieser Hinsicht zu objektivierbaren Urteilen zu gelangen, müssen die verschiedenen Prognosen um die entsprechenden Basisprämissen bereinigt werden; dieses geschieht zweckmäßigerweise mit Hilfe einer **Ex-Post-Prognose**.

Als (explizite) **Basisprämissen**, die in eine kurzfristige Stromverbrauchsprognose einfließen, sind die zugrundegelegten **Temperaturen** und die **konjunkturelle Entwicklung** anzusehen. Insbesondere die extreme Unsicherheit, die hinsichtlich der Temperaturen besteht, und ihr hoher Einfluß auf den Stromverbrauch, lassen es u.E. unabdingbar werden, eine Ex-Post-Prognose für den Vergleich verschiedener (kurzfristiger) Stromverbrauchsprognosen heranzuziehen.

Da das **derzeit realisierte Verfahren** auf keinem explizit formulierten Modell basiert, ist es nicht möglich, für dieses Verfahren Ex-Post-Prognosewerte zu bestimmen. Die grundsätzliche Überlegenheit des gewählten Modells gegenüber dem derzeit realisierten Verfahren, welche bereits bei den echten Prognosewerten deutlich geworden ist (vgl. dazu 7.2.1), läßt einen Vergleich der Ex-Post-Prognosewerte aber nicht unbedingt notwendig erscheinen. Zudem läßt sich **exemplarisch** an Einzelaussagen belegen, daß das derzeit realisierte Verfahren bei einem möglichen Vergleich der Ex-Post-Prognosewerte relativ schlecht abschneiden würde:

- Im Oktober 1986 korrigierte das derzeit realisierte Verfahren auf einer Datenbasis, die die Daten bis einschließlich August 1986 berücksichtigte, die gesamte Absatzmenge der Landesversorgung für 1986 auf 23 847 GWh, was einem Rückgang von 1.9% zum Vorjahr entspricht. Dabei ging man von den **Prämissen** aus, daß für den Rest des Jahres ein Temperaturverlauf im Verhältnis zum langjährigen Mittel eintritt und sich die zu Beginn des Jahres 1986 stattgefundene konjunkturelle Belebung auf hohem Niveau bis zum Jahresende fortsetzt.
- Der weitere **Temperaturverlauf** entsprach der unterstellten Entwicklung, so daß am Ende des Jahres 1986 die Jahrestemperatur eines Normaljahres erreicht wurde.
- Die weitere **konjunkturelle** Belebung auf hohem Niveau trat in den restlichen Monaten des Jahres 1986 nicht in dem erwarteten Umfang ein. Insbesondere die für die betrachtete Pilotunternehmung eminent wichtige Eisen- und Stahlerzeugende Industrie erfuhr zum Ende

---

[1] "Prinzipiell ist die Qualität einer Prognose ... nicht daran zu messen, mit welcher Genauigkeit sie eintrifft. Eine Prognose kann aus falschen Gründen 'richtig' sein, ebenso aus richtigen Gründen 'falsch'" (GUTOWSKI 1980,S.54).

[2] Bei einer einmaligen, kurzfristigen Betrachtung kann es noch als positiv angesehen werden, trotz fehlerhafter Prämissen den exakten Wert vorhergesagt zu haben. Verläßt man sich jedoch in Zukunft weiter auf das dabei zugrundeliegende Modell, so besteht u.U. die Gefahr erheblicher Fehlprognosen mit katastrophalen Folgeerscheinungen.

des Jahres einen starken Nachfrage- und damit auch einen Produktions- sowie Stromverbrauchsrückgang.
- Da das derzeit realisierte Verfahren in seiner im Oktober 1986 aufgestellten Prognosekorrektur eher von zu günstigen Prämissen ausgegangen ist, müßten die angegebenen 23 847 GWh für die Landesversorgung bei einer Ex-Post-Prognose weiter nach unten korrigiert werden.
- Diesen weiter nach unten zu korrigierenden 23 847 GWh stehen ein Ex-Post-Prognosewert von 23 947 GWh des gewählten Modells - Datenbasis August 1986 - und ein Ist-Wert von 23 986 GWh gegenüber, womit das gewählte Modell eindeutig die besseren (Ex-Post-) Prognosewerte liefert.

Im folgenden wollen wir daher nur die drei von uns unterschiedenen **Versionen des gewählten Modells** einer vergleichenden Betrachtung bzgl. der von ihnen gelieferten Ex-Post-Prognosewerte unterziehen. Auf eine separate Diskussion aller einzelnen Kundengruppen wird dabei verzichtet.

(1) Die Jahresverbräuche

Betrachten wir die Ex-Post-Prognosewerte für die Jahresverbräuche der einzelnen im gewählten Modell unterschiedenen Kundengruppen, so wird der wesentliche Vorteil der adaptiven Modellversion C gegenüber der herkömmlichen Modellversion A bzw B[1] offensichtlich: die adaptive Version führt nahezu kontinuierlich zu einer immer besseren Annäherung an die Realität, an die tatsächlichen Verbräuche, während die herkömmliche Version auf einem - relativ schlechten - Niveau stehen bleibt (vgl. auch Abb.7.2-14).

Dennoch muß als **möglicher Nachteil der adaptiven Modellversion** auf die Gefahr hingewiesen werden, daß kurzfristige Effekte bzw. Schwankungen im Stromverbrauch überinterpretiert werden (vgl. dazu auch MEFFERT/STEFFENHAGEN 1977,S.57f.; SCHRÖDER 1983,S.24). Dieses scheint insbesondere bei der mittelbaren Versorgung und der Industrie in dem hier untersuchten Fallbeispiel gegeben zu sein. Kurzfristige, verbrauchssteigernde Effekte bei diesen beiden Kundengruppen zu Beginn des Jahres 1986 schlagen sich sofort in den betreffenden Regressionsmodellen nieder und werden damit (modellmäßig) als mehr oder weniger stabil und langfristig wirksam behandelt. Bei der mittelbaren Versorgung handelt es sich dabei um den Übergang von bisher direktversorgten Kunden in die mittelbare Versorgung, bei der Industrie um eine relativ starke konjunkturelle Belebung in den ersten Monaten von 1986. Da diese beiden Effekte kurzfristiger Natur sind, wird ein zu hoher Verbrauch für diese beiden Kundengruppen prognostiziert. Erst ab 8/1986 (mittelbare Versorgung) bzw. 3/1986 (Industrie) findet eine Korrektur nach unten statt.

Insgesamt führt die **adaptive Version** des gewählten Modells jedoch zu deutlich **besseren Werten** als die herkömmliche Modellversion. D.h., daß die Prognose der jährlichen Absatzmengen mit dem adaptiven

---

[1] Da die herkömmlichen Versionen A und B des gewählten Modells beide auf ein- und demselben Modell (Basis 1/1985) beruhen, sind deren Ex-Post-Prognosewerte identisch. Wir sprechen deshalb im folgenden i. allg. von der herkömmlichen Modellversion.

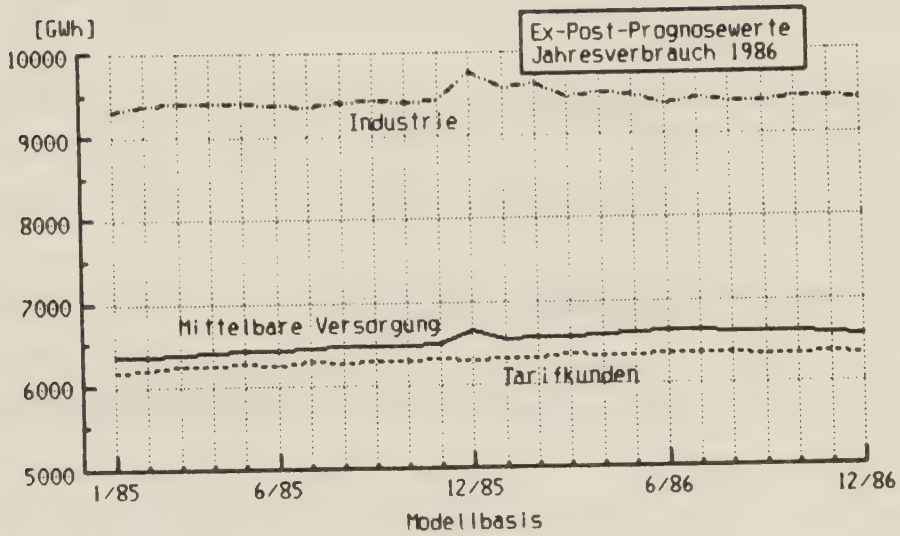


Abb.7.2-14: Verlauf der Ex-Post-Prognosewerte für die wichtigsten Kundengruppen bei einer herkömmlichen und einer adaptiven Modellversion

Modell bei Kenntnis der tatsächlichen Temperaturen und der tatsächlichen konjunkturellen Entwicklung wesentlich besser gelungen wäre, als dieses mit der herkömmlichen Version des gewählten Modells möglich gewesen wäre.

(2) Die Monatsverbräuche

Noch deutlicher treten die Vorteile der adaptiven Modellversion gegenüber der herkömmlichen Modellversion bei der Betrachtung der monatlichen Ex-Post-Prognosewerte zu Tage. Sowohl bezogen auf die insgesamt zu prognostizierende Größe - die Landesversorgung - als auch bezogen auf den Durchschnitt aller betrachteten Kundengruppen führt die **adaptive Modellversion im Zeitablauf tendenziell zu besseren Werten** bzgl. aller betrachteten Fehlermaßstäbe (vgl. dazu die Übersichten 7.2-30 und 7.2-31):

Fehlermass / (Ex-post) Prognose-Basis	MAF	MMAF	MDA	MMDA	WFF 1	WFF 2	MAF	MDA	MMDA
1 / 1985	5.08	8.26	114.7	6.16	.3590	.3092	5.23	158.0	6.43
2 / 1985	4.96	8.35	112.7	6.09	.3277	.3410	5.14	168.4	6.45
3 / 1985	4.92	8.38	105.1	6.01	.2974	.3460	5.28	173.6	6.56
4 / 1985	4.79	8.51	98.8	5.78	.3408	.3291	5.19	168.5	6.42
5 / 1985	4.71	8.35	93.4	5.65	.3771	.3291	5.23	163.3	6.41
6 / 1985	4.62	8.12	93.2	5.54	.3632	.3112	5.12	161.3	6.31
7 / 1985	4.50	7.88	89.4	5.46	.3574	.3121	5.14	165.6	6.40
8 / 1985	4.57	7.69	88.5	5.35	.3189	.3064	5.11	163.7	6.31
9 / 1985	4.55	7.81	88.6	5.37	.2954	.3033	5.19	167.7	6.43
10 / 1985	4.21	8.06	88.3	5.23	.2698	.2794	5.18	170.5	6.39
11 / 1985	4.22	8.05	83.9	5.16	.3550	.2919	5.03	163.6	6.27
12 / 1985	4.71	8.05	100.8	5.64	.2617	.3112	5.43	198.0	6.72
1 / 1986	4.61	7.75	104.7	5.57	.3253	.2977	5.63	212.2	6.85
2 / 1986	4.60	7.61	106.3	5.55	.2910	.3057	5.38	203.4	6.60
3 / 1986	4.15	6.45	82.1	5.07	.2240	.2837	5.06	173.1	6.25
4 / 1986	4.10	6.14	82.8	5.04	.1599	.2600	5.06	160.5	5.14
5 / 1986	3.96	5.72	80.8	4.93	.1748	.2571	5.00	159.4	6.15
6 / 1986	3.95	5.49	83.5	5.01	.1901	.2727	5.03	162.5	6.2[illegible]
7 / 1986	3.87	5.40	79.4	4.88	.2357	.2688	4.85	161.2	6.08
8 / 1986	3.96	5.39	80.0	4.92	.2115	.2544	4.85	155.4	6.06
9 / 1986	3.72	5.12	76.9	4.81	.1896	.2721	4.73	147.7	5.94
10 / 1986	3.69	5.03	71.5	4.55	.1782	.2511	4.67	142.6	5.87
11 / 1986	3.50	4.92	65.4	4.42	.1609	.2472	4.54	133.7	5.71

Übersicht 7.2-30: Entwicklung der durchschnittlichen Prognosefehler (Ex-Post) auf der Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 - gesamte Landesversorgung aufgeteilt in 21 Kundengruppen

(Ex-post) Prognose-Basis \ Fehlermass	MAF	MRAF	MDA	MMDA	MFF 1	MFF 2	MAF	MDA	MMDA
1 / 1985	41.17	2.07	2 694.3	51.81	.5000	.2300	38.17	2 548.0	50.48
2 / 1985	34.83	1.74	1 961.0	44.28	.5000	.2500	33.83	1 938.7	44.03
3 / 1985	30.92	1.55	1 823.4	42.70	.5000	.2500	41.25	2 744.6	52.39
4 / 1985	32.50	1.63	1 301.5	42.44	.5000	.2500	42.58	2 916.6	54.01
5 / 1985	30.08	1.50	1 502.8	38.77	.5000	.2500	41.25	2 678.1	51.75
6 / 1985	31.00	1.56	1 693.3	41.22	.5000	.2500	43.92	2 854.6	53.43
7 / 1985	29.75	1.50	1 530.6	39.12	.5000	.2500	42.58	2 679.3	51.76
8 / 1985	28.50	1.44	1 291.3	35.94	.5000	.2500	35.42	2 300.4	47.96
9 / 1985	27.58	1.39	1 235.4	35.15	.5000	.2500	40.08	2 346.9	48.44
10 / 1985	28.33	1.43	1 297.0	36.01	.5000	.2500	38.25	2 256.9	47.51
11 / 1985	29.08	1.46	1 231.3	35.09	.5000	.2300	42.67	2 625.3	51.24
12 / 1985	31.42	1.57	1 333.3	36.51	.6250	.2300	46.50	3 046.2	55.19
1 / 1986	23.17	1.41	1 174.5	34.27	.6250	.2500	40.08	2 255.4	47.49
2 / 1986	32.42	1.63	1 340.4	36.61	.6250	.2500	40.58	2 538.9	50.39
3 / 1986	25.75	1.28	962.1	31.02	.6250	.2500	36.42	1 907.6	43.68
4 / 1986	26.67	1.34	941.5	30.68	.3333	.0000	34.58	1 788.9	42.30
5 / 1986	28.92	1.44	1 131.4	33.64	.3333	.0000	38.25	2 347.4	48.45
6 / 1986	29.67	1.47	1 135.7	33.71	.5000	.2500	40.50	2 680.8	51.78
7 / 1986	29.17	1.46	1 134.3	33.69	.3000	.2500	38.75	2 551.9	50.52
8 / 1986	29.25	1.46	1 161.3	34.08	.3000	.2500	40.17	2 749.7	52.44
9 / 1986	28.58	1.41	1 133.8	33.67	.3333	.0000	38.58	2 589.6	50.89
10 / 1986	24.58	1.22	962.9	31.03	.3333	.0000	34.83	1 994.7	44.66
11 / 1986	24.42	1.22	1 018.3	31.91	.3333	.0000	34.58	2 046.4	45.24
12 / 1986	24.83	1.24	1 034.3	32.16	.3000	.2500	36.00	2 155.3	46.43

Übersicht 7.2-31: Entwicklung der durchschnittlichen Prognosefehler (Ex-Post) auf der Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 - gesamte Landesversorgung

- Diese Tendenz ist bei den Fehlermaßstäben, welche sich auf die monatliche Absatzmenge beziehen, ausgeprägter vorhanden, als bei den Wendepunkt- und den Veränderungsfehlern.
- Allerdings weichen insbesondere die Prognosemodelle auf Basis 12/1985, 1/1986 und 2/1986 von dieser tendenziellen Entwicklung - auch bei den reinen Prognosefehlern - ab.
- Ein weiterer Tendenzbruch tritt in 4/1986 bis 6/1986 auf: während die offensichtlich am Ende von 1985 bzw. zu Beginn von 1986 stattfindenden Veränderungen in 4/1986 weitgehend erfaßt worden sind - die Ex-Post-Prognosefehler verringern sich von 12/1986 z.T. erheblich und nahezu kontinuierlich bis zu diesem Zeitpunkt -, treten zwischen 4/1986 und 6/1986 weitere, neue Veränderungen auf. Die Folge ist, daß die Ex-Post-Prognosefehler zunächst erneut wieder ansteigen. Erst zum Ende des Jahres können diese Veränderungen modellmäßig (in zunehmendem Maße) erfaßt werden, was sich in einer erneuten tendenziell kontinuierlichen Reduzierung des Ex-Post-Prognosefehlers niederschlägt[1].

Versuchen wir diesen bei einer adaptiven Modellversion offensichtlich gegebenen Vorteil zu quantifizieren, so bietet es sich an, eine **Regression** der einzelnen **Fehlermaßstäbe über die Zeit** aufzustellen. Dazu gehen wir von einem linearen und einem nicht linearen (logarithmischen) Modell aus. Die Ergebnisse sowie die sich jeweils aus einer Regression ergebende durchschnittliche monatliche Verbesserung der verschiedenen Fehlermaßstäbe sind in den Übersichten 7.2-32 und 7.2-33 zusammengefaßt.

Als **generelles Ergebnis** läßt sich aus den beiden Übersichten zunächst entnehmen, daß sich unabhängig vom gewählten Modell (linear oder logarithmisch) im Zeitablauf **sämtliche** untersuchten (Ex-Post-Prognose-) **Fehlermaßstäbe** sowohl bei der Landesversorgung als auch beim Durchschnitt aller 21 Kundengruppen **verbessern.**

Bzgl. der insgesamt zu prognostizierenden Größe, der **Landesversorgung**, lassen sich folgende Einzelergebnisse ablesen:

- Bei Betrachtung der **monatlichen Stromverbräuche** besitzt in Bezug auf alle Fehlermaßstäbe das **nicht-lineare Modell** höhere Signifikanz (vgl. dazu auch Abb.7.2-15 bis 7.2-18). Insgesamt erhält man in diesem Zusammenhang **hoch signifikante** Beziehungen ($\alpha \geq 99.99\%$) zwischen der Höhe der einzelnen Fehlermaßstäbe und der Zeit. Hieraus kann die Schlußfolgerung gezogen werden, daß es mit der adaptiven Modellversion mit größter Wahrscheinlichkeit möglich ist, im Zeitablauf die (Ex-Post-) Prognosefehler zu reduzieren.
- Die **durchschnittliche Verbesserung der Fehlermaßstäbe** beträgt dabei zwischen 1.25% (MAF) und 2.53% (MQF) pro Monat.
- Bzgl. der **Wendepunktfehler** und der **Veränderungsfehler** ist das **lineare Modell** als adäquat anzusehen.
- Die Signifikanzniveaus bzgl. dieser Fehlermaßstäbe liegen bei über 90% (WPF1, WPF2, MAF, MQF) bzw. über 85% (WMQF).
- Die **durchschnittliche** monatliche **Verbesserung der Fehlermaßstäbe** fällt i.allg. wesentlich geringer aus - zwischen 0.31% und 0.90% pro Monat - und bildet lediglich hinsichtlich WPF2 eine Ausnahme (2.66%). Aufgrund des geringeren Signifikanzniveaus bei diesem Fehlermaßstab ist dieser Wert jedoch nicht überzubewerten.

---

[1] Zu den möglichen konkreten Ursachen, die hinter diesen Veränderungen stehen, vgl. 7.3.

Y	Modell	Bezugsgröße / Größe / Fehlermaß Y	Monatlicher Stromverbrauch MAF	MAAF	MQF	WMQF
Landesversorgung	Y = A + B X	A (T-Wert)	33.9735 (31.4197)	1.7006 (32.0615)	1 057.9779 (19.5140)	44.0063 (37.9319)
		B (T-Wert)	-.3597 (-4.7528)	-.0188 (-5.0388)	-46.6276 (-6.7086)	-.6021 (-7.4161)
		R^2	.507	.536	.672	.714
		F-Wert	22.589+	25.390++	45.005+++	54.909+++
		Durchschnittliche Verbesserung/Monat (%)	1.06	1.10	2.41	1.37
	LN Y = LN A + B LN X	LN A (T-Wert)	3.6333 (86.8716)	.6460 (15.7279)	7.8693 (151.9447)	3.9246 (152.0076)
		B (T-Wert)	-.1122 (-6.4085)	-.1158 (-6.8327)	-.2946 (-13.8189)	-.1473 (-13.8241)
		R^2	.657	.680	.897	.897
		F-Wert	42.231+++	46.686+++	190.962+++	191.107+++
		Durchschnittliche Verbesserung/Monat (%)	1.25	1.29	2.53	1.56

W	Modell	Bezugsgröße / Größe / Fehlermaß Y	Wendepunkte WPF1	WPF2	Veränderung im Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Monaten MAF	MQF	WMQF
Landesversorgung	Y = A + B X	A (T-Wert)	.5468 (14.7765)	.2971 (7.9061)	41.9068 (32.5378)	2 714.8105 (17.9825)	51.2413 (35.5397)
		B (T-Wert)	-.0049 (-1.8751)	-.0079 (-3.0171)	-.1745 (-1.9543)	-19.0442 (-1.8025)	-.1578 (-1.5636)
		R^2	.138	.293	.148	.129	.100
		F-Wert	3.516°	9.107*	3.819°	3.249°	2.446 N.S.
		Durchschnittliche Verbesserung/Monat (%)	.90	2.66	.42	.70	.31
	LN Y = LN A + B LN X	LN A (T-Wert)	-.5790 (-4.7353)	.8831 (6.4863)	3.7069 (73.8669)	7.9035 (83.7570)	3.9400 (89.3599)
		B (T-Wert)	-.0707 (-1.4019)	-1.7082 (-2.2793)	-.0167 (-.8086)	-.0439 (-1.1276)	-.0198 (-1.0893)
		R^2	.082	.191	.029	.055	.051
		F-Wert	1.965 N.S.	5.195°	.654 N.S.	1.271 N.S.	1.187 N.S.
		Durchschnittliche Verbesserung/Monat (%)	.84	4.15	.22	.54	.25

Übersicht 7.2-32: Modellmäßige Erfassung der Entwicklung der Ex-Post-Prognosefehlermaßstäbe im Zeitablauf - gesamte Landesversorgung

X	Modell	Bezugsgröße / Größe / Fehlermaß Y	Monatlicher Stromverbrauch MAF	MRAF	MOF	MMOF
Durchschnitt aller 21 Kundengruppen	Y = A + B X	A (T - Wert)	5.0711 (68.2799)	9.0979 (46.7162)	108.9533 (32.8686)	6.0870 (78.9697)
		B (T - Wert)	-.0630 (-12.1122)	-.1783 (-13.0793)	-1.9993 (-6.8937)	-.0648 (-12.0043)
		R^2	.870	.886	.694	.858
		F - Wert	146.750 ***	171.069 ***	47.523 ***	144.103 ***
		Durchschnittliche Verbesserung/Monat (%)	1.24	1.96	1.47	1.06
	LN Y = LN A + B LN X	LN A (T - Wert)	1.7122 (45.1852)	2.3530 (30.2158)	4.8117 (80.0837)	1.8840 (65.2948)
		B (T - Wert)	-.1154 (-7.3780)	-.1951 (-6.0711)	-.1468 (-5.9186)	-.0984) (-8.2601)
		R^2	.712	.626	.614	.756
		F - Wert	54.435 ***	36.858 ***	35.030 ***	68.279 ***
		Durchschnittliche Verbesserung/Monat (%)	1.28	1.93	1.55	1.12

X	Modell	Bezugsgröße / Größe / Fehlermaß Y	Wendepunkte WPF1	WPF2	Veränderung im Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Monaten MAF	MOF	MMOF
Durchschnitt aller 21 Kundengruppen	Y = A + B X	A (T - Wert)	.3773 (22.8682)	.3398 (67.3288)	5.4091 (63.4527)	177.7228 (24.0281)	6.6446 (75.4384)
		B (T - Wert)	-.0090 (-7.8162)	-.0039 (-10.9416)	-.0275 (-4.6066)	-.9938 (-1.9199)	-.0294 (-4.7750)
		R^2	.735	.845	.491	.144	.509
		F - Wert	61.094 ***	119.718 ***	21.221 ***	3.686 °	22.801 ***
		Durchschnittliche Verbesserung/Monat (%)	2.39	1.15	.51	.56	.44
	LN Y = LN A + B LN X	LN A (T - Wert)	-.7766 (-6.1161)	-1.0105 (-26.9353)	1.7023 (58.0723)	5.1671 (77.8788) *	1.9055 (77.5285)
		B (T - Wert)	-.2603 (-4.9665)	-.0996 (-6.4315)	-.0356 (-2.9452)	-.0286 * (-1.0029)	-.0306 (-3.0126)
		R^2	.529	.653	.283	.047	.292
		F - Wert	24.666 ***	41.365 ***	8.674 *	1.088 N.S.	9.076 **
		Durchschnittliche Verbesserung/Monat (%)	2.34	3.76	.45	.36	.39

Übersicht 7.2-33: Modellmäßige Erfassung der Entwicklung der Ex-Post-Prognosefehlermaßstäbe im Zeitablauf - Durchschnitt aller 21 Kundengruppen

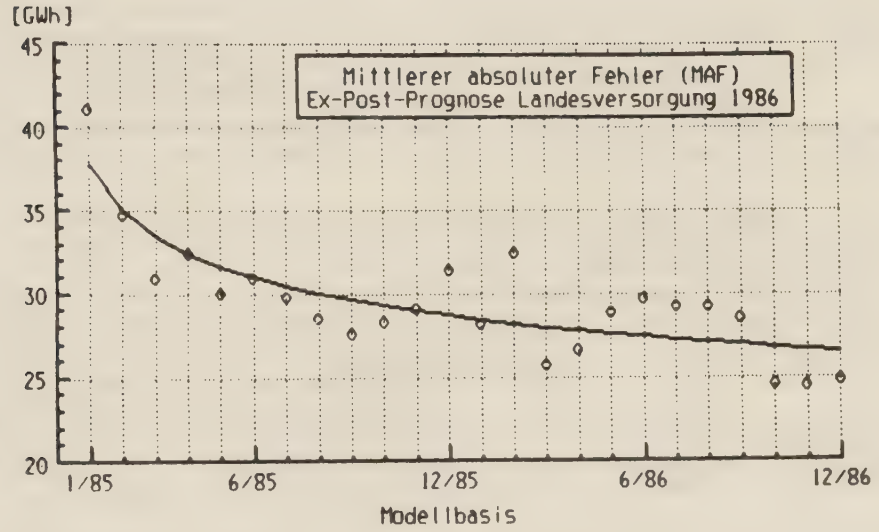


Abb.7.2-15: Entwicklung des (Ex-Post-) Prognosefehlers (MAF) bei einer Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - Landesversorgung 1986

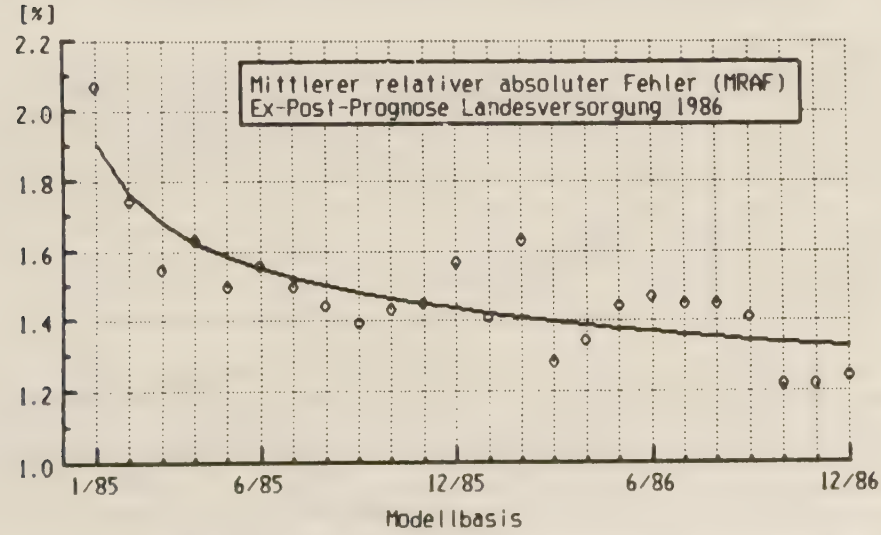


Abb.7.2-16: Entwicklung des (Ex-Post-) Prognosefehlers (MRAF) bei einer Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - Landesversorgung 1986

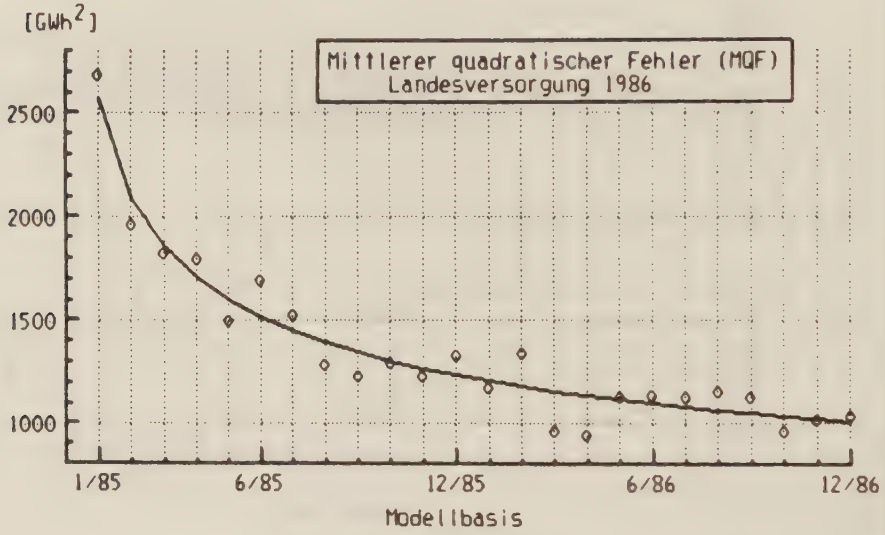


Abb.7.2-17: Entwicklung des (Ex-Post-) Prognosefehlers (MQF) bei einer Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - Landesversorgung 1986

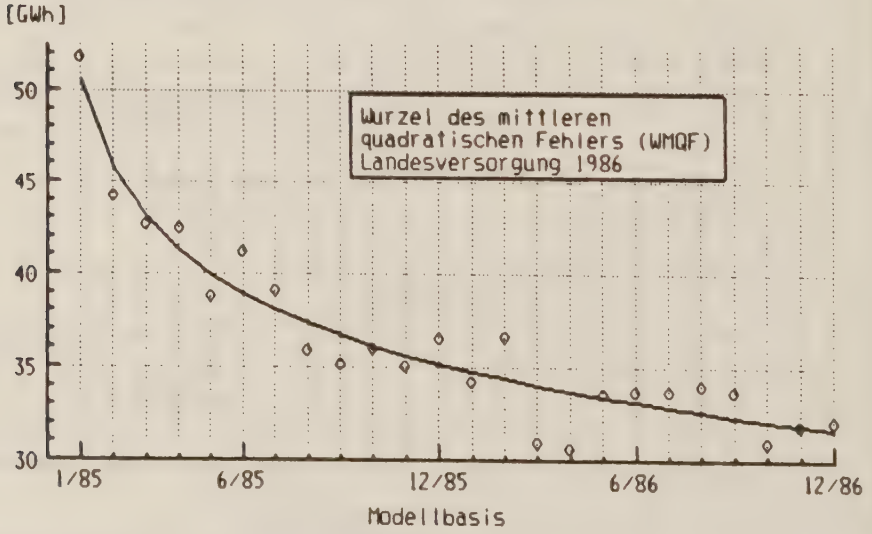


Abb.7.2.18: Entwicklung des (Ex-Post-) Prognosefehlers (WMQF) bei einer Modellbasis von 1/1985 bis 12/1986 auf der Basis monatlicher Verbräuche - Landesversorgung 1986

Insgesamt konnte damit gezeigt werden, daß die **adaptive Version** des gewählten Modells die (Ex-Post-) **Prognosequalität** bzgl. der Landesversorgung **sukzessive** von Monat zu Monat (hoch) signifikant **verbessert**. Die adaptive Modellversion weist damit auch unter praktischen Gegebenheiten die höchste (Ergebnis-) Effizienz auf.

Dieses (Schluß-) Ergebnis wird durch die Analyse der Fehlermaßstäbe hinsichtlich des **Durchschnitts aller 21 Kundengruppen** weiter gefestigt:

- In Bezug auf **alle Fehlermaßstäbe** führt das **lineare Modell** zu signifikanteren Ergebnissen. Dabei sind die Ergebnisse für die "reinen" Prognosefehler wiederum am besten ($\alpha \geq 99.99\%$ für alle Fehlermaßstäbe). Deutlich bessere Ergebnisse gegenüber den Fehlern bei der Landesversorgung können jedoch bei den Wendepunktfehlern erzielt werden (α ebenfalls $\geq 99.99\%$). Im Hinblick auf die Veränderungsfehler können ebenfalls Ergebnisse mit erheblich höherer Signifikanz konstatiert werden ($\alpha \geq 99.9\%$ für MAF, $\alpha \geq 90\%$ für MQF und $\alpha \geq 99.99\%$ für WMQF).
- Für die **durchschnittliche prozentuale Verbesserung der Fehlermaßstäbe** bzgl. der Veränderungsfehler gelten die gleichen Größenordnungen wie bei der Landesversorgung. Einzig bei den Wendepunktfehlern treten größere Abweichungen auf.

Diese **insgesamt statistisch (hoch) signifikante Absicherung** unserer theoretischen Hypothese, daß der adaptiven Version des gewählten Modells die höchste (Ergebnis-) Effizienz zukommt, gewinnt noch an Aussagekraft und Gehalt, wenn die Zusammensetzung des (durchschnittlichen) Gesamtfehlers nach den 21 im Modell unterschiedenen Kundengruppen betrachtet wird. Dazu greifen wir exemplarisch das Prognosemodell auf Basis 10/1985 heraus (vgl. dazu Übersicht 7.2-34).

Die Hauptaussage, die der Übersicht 7.2-34 entnommen werden kann, betrifft den starken **Einfluß** der **Tarifkunden** auf den Gesamtfehler, wobei insbesondere der mittlere absolute Fehler (MAF), der mittlere quadratische Fehler (MQF) und die Wurzel des mittleren quadratischen Fehlers (WMQF) betroffen sind. Aus diesem Grund wurden sämtliche Durchschnittsfehler in der Übersicht 7.2-34 zusätzlich um denjenigen Fehler bereinigt, der bei den Tarifkunden auftritt. Hierdurch können die (Ex-Post-Prognose-) Durchschnittsfehler um bis zu über 80% - MQF bzgl. der Veränderungsfehler - reduziert werden. Einzig der MRAF bei den monatlichen Stromverbräuchen der Tarifkunden liegt unterhalb des Durchschnitts der übrigen 20 Kundengruppen[1], so daß es bei diesem Fehlermaßstab zu einem geringen (1.17%) Anstieg des Durchschnittsfehlers kommt, wenn die Tarifkunden ausgeklammert werden.

Eine **Bereinigung der Durchschnittsfehler um die Tarifkunden** führt insgesamt lediglich zu einer quantitativen Änderung der obigen Aussagen. Bzgl. der bisher angestellten qualitativen Aussagen, also insbesondere über grundsätzliche (tendenzielle) Entwicklungen in den Verläufen der Fehlermaßstäbe, sind keine (wesentlichen) Modifikationen vorzunehmen. D.h. durch eine Ausgrenzung der Tarifkunden werden lediglich geringere durchschnittliche (Ex-Post-) Prognosefehler für

[1] Dieses hängt mit dem hohen Anteil (ca. 27%) zusammen, den die Tarifkunden an der gesamten Landesversorgung ausmachen.

Kundengruppe \ Fehlermass	MAF	MAAF	MDA	MPDA	MFF 1	MFF 2	MAF	MDA	MPDA
Mittelbare Versorgung	10.50	2.00	144.3	12.01	.1667	.3750	13.50	264.5	16.26
Betriebsverbrauch	.33	4.17	.3	.58	1.0000	.0000	.17	.2	.41
Tarifkunden	27.42	5.25	1 222.9	34.97	.5000	.5000	44.75	2 911.6	53.96
Gewerbe u.a.	1.50	4.47	3.8	1.96	.0000	.0000	1.42	3.4	1.85
Öffentliche Einrichtungen	2.42	3.45	9.8	3.12	.2500	.0000	2.92	13.4	3.66
Verkehr	1.67	6.72	5.0	2.24	.2857	.3750	3.00	12.7	3.56
Bergbau	1.67	9.29	4.8	2.20	.0000	.8571	2.67	12.5	3.54
Eisen- und Stahlschaffende	6.83	2.51	76.5	8.75	.0000	.2857	6.75	62.9	7.93
NE-Metalle	1.42	2.40	3.3	1.80	.3333	.2500	2.50	8.8	2.97
Zement	2.50	4.36	12.9	3.58	.3333	.3333	3.92	30.8	5.55
Übrige Steine und Erden	1.42	11.98	2.4	1.55	.3333	.3333	.75	.9	.96
Chemie	14.08	17.35	311.3	17.64	.0000	.3333	11.25	209.8	14.48
Sonstige G. u. P.	2.58	8.13	8.3	2.87	.4286	.4286	2.92	13.4	3.66
Eisen- und Stahlverarbeitende	1.08	1.88	2.3	1.50	.1429	.1429	1.92	5.4	2.33
Maschinenbau	1.83	8.38	4.5	2.12	.2857	.1667	1.17	2.3	1.53
KFZ-Industrie	.67	2.40	.7	.82	.2857	.2857	.92	1.3	1.12
Sonstige Investitionsgüter	1.00	17.78	1.5	1.22	.5000	.5000	.67	.8	.91
Textilindustrie	4.92	18.43	28.3	5.32	.0000	.1250	2.75	13.1	3.62
Kunststoff-Verarbeitung	1.42	4.52	2.8	1.66	.1429	.1429	1.08	1.9	1.38
Sonstige Verbrauchsgüter	1.75	4.75	5.3	2.29	.2500	.0000	2.50	9.0	3.00
Nahrungs- und Genussmittel	1.33	3.90	2.7	1.63	.4286	.3333	1.25	2.6	1.61
Durchschnitt aller 21 Kundengruppen	4.21	6.86	88.3	5.23	.2698	.2794	5.18	170.5	6.39
Durchschnitt ohne Tarifkunden	3.05	6.94	31.5	3.74	.2583	.2484	3.20	33.5	4.02
Fehlerreduktion in %	27.55	-1.17	64.33	28.49	4.2500	3.9400	38.19	80.35	37.14

Übersicht 7.2-34: Die (Ex-Post-) Prognosefehler auf Basis monatlicher Verbräuche und Verwendung des Modells mit Datenbasis 10/1985 -alle 21 Kundengruppen im einzelnen

das gewählte Modell ausgewiesen, womit weitere Argumente für die mehrfach ausgesprochene **schlechte Modellgüte** bzgl. der **Tarifkunden** gegeben werden, was andererseits aber die **Güte des gewählten Modells im allgemeinen aufwertet.**

7.2.3 Die Ergebnisse der Abweichungsanalysen

Da es sich bei dem gewählten Modell um ein (kurzfristiges) Stromverbrauchsprognose- **und -analysemodell** handelt, sind neben den Prognoseergebnissen (vgl. dazu die beiden vorherigen Kapitel) die Ergebnisse der Stromverbrauchsanalyse zur Beurteilung der (Ergebnis-) Effizienz heranzuziehen. Im wesentlichen handelt es sich dabei um die Ergebnisse der Abweichungsanalysen, die sich aus einem Soll-Ist-Vergleich und einem Vergleich zum Vorjahr ergeben (vgl. dazu insbesondere 4.4.2).

7.2.3.1 Die Ergebnisse der Soll-Ist-Vergleiche

Mit Hilfe der Soll-Ist-Vergleiche ist es möglich, die Abweichungen zwischen den Prognosewerten (Soll)[1] und den Istwerten (Ist) in verschiedene Ursachenkomplexe zu zerlegen. Im einzelnen handelt es sich dabei um

- temperaturbedingte Fehler,
- Fehler in den Konjunkturprognosen,
- Struktur- und Verhaltensänderungen sowie
- unsystematische Schwankungen.

Da das derzeit realisierte Verfahren einen derartigen Vergleich und eine derartige Analyse nicht erlaubt, **beschränken** wir uns im folgenden auf das **gewählte Modell**. Im Vordergrund der Betrachtungen steht dabei die Frage, ob das Modell **valide** und im Zeitablauf **stabile Ergebnisse** bzgl. der o.g. möglichen Ursachen von Fehlern in den Prognosen liefert. Hiermit wird indirekt die adaptive Version des Modells mit einer herkömmlichen Modellversion verglichen.

(1) Temperaturbedingte Fehler

Der **temperaturbedingte Fehler** der Stromverbrauchsprognose resultiert aus der **Differenz** zwischen den **Temperaturen eines Normaljahres** und den **tatsächlich eingetretenen Temperaturen**. Da, wie bereits mehrfach erwähnt, die Prognose der Temperaturen erhebliche Probleme bereitet, werden im Modell die Temperaturen eines Normaljahres (langjährige

---

[1] Wir sprechen in diesem Zusammenhang von Soll- und nicht von Wird-Größen, da die Prognosewerte, z.B. durch die Sondereinflüsse, im Modell Plangrößencharakter annehmen können.

Durchschnittstemperaturen) für die Prognose zugrundegelegt[1]. Weiche die tatsächlichen Temperaturen von den Temperaturen eines Normaljah res ab, so ergeben sich hieraus z.T. recht erhebliche Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Stromverbrauch und dem vorhergesagten Wert. Dieser temperaturbedingte Fehler ist aus mehreren Gründen zu isolieren und gesondert zu analysieren:

- Die **Temperaturen** üben einen relativ **starken Einfluß** auf die Höhe des Stromverbrauchs aus; Prognosefehler werden damit in erheblichem Umfang durch die Temperaturen beeinflußt.
- Eine (seriöse) Prognose der Temperaturen über eine Prognosefrist von 1 bis 2 Jahren ist nicht möglich; die Bewertung des Modells muß daher **Temperatureffekte ausklammern**.
- Eine Analyse des temperaturbedingten Fehlers erlaubt Rückschlüsse auf eventuell stattfindende längerfristige **Klimaveränderungen**. Treten beispielsweise über einen längeren Zeitraum regelmäßig die gleichen, tendenziellen Fehler auf, so deutet dieses auf eine grundlegende Verschiebung der "Normaltemperaturen" hin. Diese Änderung kann in weitere Prognosen eingearbeitet werden.
- Die Höhe der temperaturbedingten Prognosefehler läßt ferner **Rückschlüsse auf** den **temperaturabhängigen Stromverbrauch** - insbesondere Heizstrom - zu.

Zunächst ist zu untersuchen, ob die ausgewiesenen temperaturbedingten Fehler **im Zeitablauf stabil** sind. Zur Beantwortung dieser Frage betrachten wir exemplarisch den für 1986 bei der gesamten Landesversorgung angegebenen temperaturbedingten (Prognose-) Fehler. Als Basismodelle werden wiederum die Regressionsmodelle mit einer Datenbasis von einschließlich 1/1985 bis hin zu einschließlich 12/1986 herangezogen (vgl. dazu Abb.7.2-19).

Insgesamt verdeutlicht die Abb.7.2-19 recht eindrucksvoll die **Stabilität der Modellergebnisse** in diesem Zusammenhang. Geringe Unterschiede in den ermittelten temperaturbedingten Prognosefehlern treten lediglich für solche Monate auf, in denen die tatsächlichen Temperaturen erheblich von den Temperaturen eines Normaljahres abweichen (Februar, Mai, September, Oktober und November 1986), da sich in solchen Fällen geringe Änderungen in den Modellen relativ stark im Gesamtprognoseergebnis auswirken. Insgesamt bewegen sich die dabei auftretenden Schwankungen jedoch in einer akzeptablen Größenordnung.

Die Stabilität der Modellergebnisse in diesem Zusammenhang wird noch deutlicher, wenn wir den **kumulierten temperaturbedingten Fehler** betrachten (vgl. dazu Abb.7.2-20). Bei diesem gleichen sich kurzfristige (unsystematische) Schwankungen weitgehend aus, so daß die dabei gewonnenen Ergebnisse eine valide Basis für detailliertere Analysen bilden können.

---

[1] Auch wenn grundsätzlich die Möglichkeit besteht, ein Prognoseintervall für die Temperaturen und damit auch für die Stromverbräuche zu verwenden - in diesem Fall kann kein temperaturbedingter Fehler auftreten, da die tatsächlichen Temperaturen auf jeden Fall innerhalb des gewählten Intervalls liegen -, wollen wir von einem temperaturbedingten Fehler sprechen, da i.d.R. aus Vereinfachungsgründen lediglich der Mittelwert des Prognoseintervalls für die Prognose des Stromverbrauchs herangezogen wird.

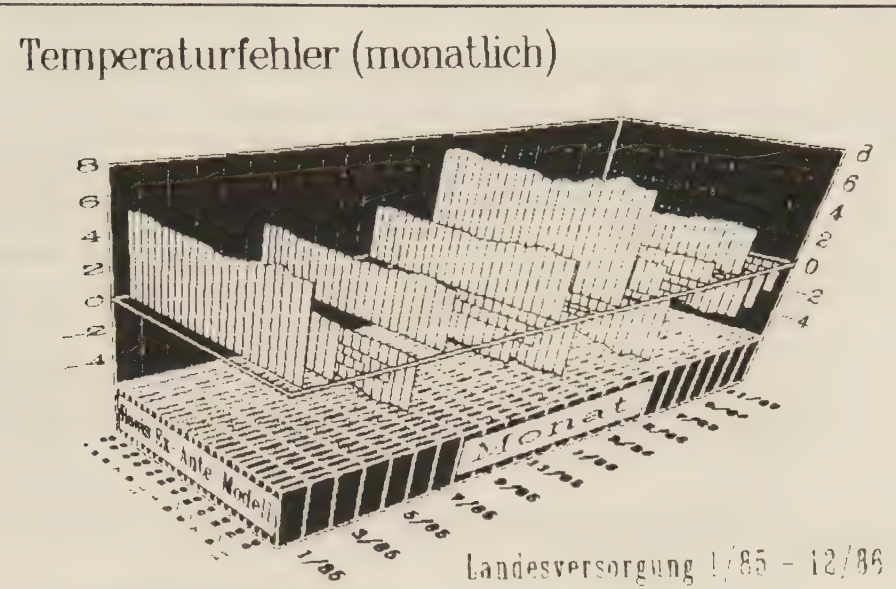


Abb.7.2-19: Monatlicher Temperaturfehler für 1986 - gesamte Landesversorgung

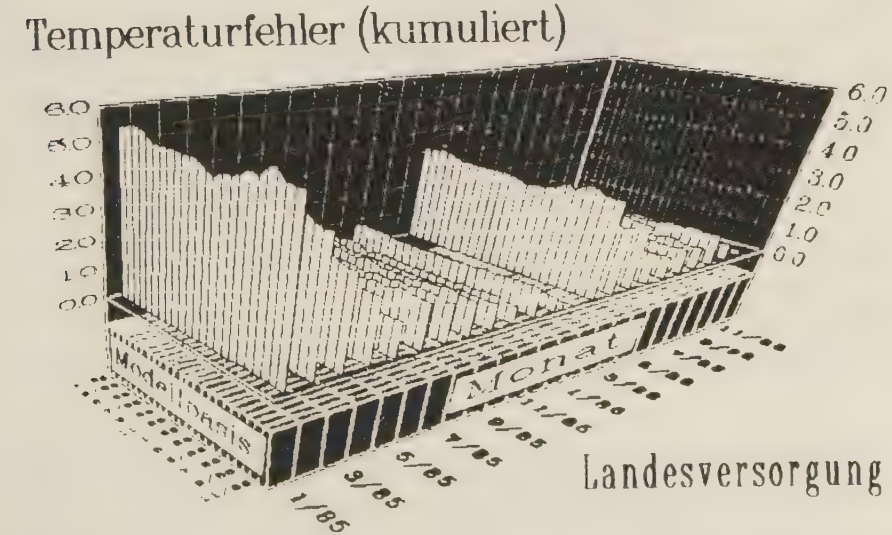


Abb.7.2-20: Kumulierter monatlicher Temperaturfehler für 1986 - gesamte Landesversorgung

(2) Fehler in der Konjunkturprognose

Neben den Temperaturen fließt die zukünftige konjunkturelle Entwick lung als weitere Größe in die Stromverbrauchsprognose ein, die selbst zu prognostizieren ist. Entsprechend der im vorigen Abschnit angestellten Argumentation sind die Stromverbrauchsprognosen damit auch um Fehler in den Konjunkturprognosen zu bereinigen. **Hauptzweck** dieser Bereinigung und der damit verknüpften Analysen ist dabei die **Verbesserung** des zugrundeliegenden **(Konjunktur-) Prognoseverfahrens**.

Die **Beurteilung** der **(Ergebnis-) Effizienz** in diesem Zusammenhang mu sich wiederum primär an der **Stabilität** der (Analyse-) Ergebnisse orientieren. Um diese zu ermitteln, greifen wir uns erneut exemplarisch die insgesamt zu prognostizierende Größe, die Landesversorgung, heraus[1]. Dazu sind in den Abb.7.2-21 und 7.2-22 die durch Fehler in den Konjunkturprognosen verursachten Abweichungen im monatlichen Stromverbrauch der gesamten Landesversorgung auf der Basis 1/1985 bis 12/1986 visualisiert.

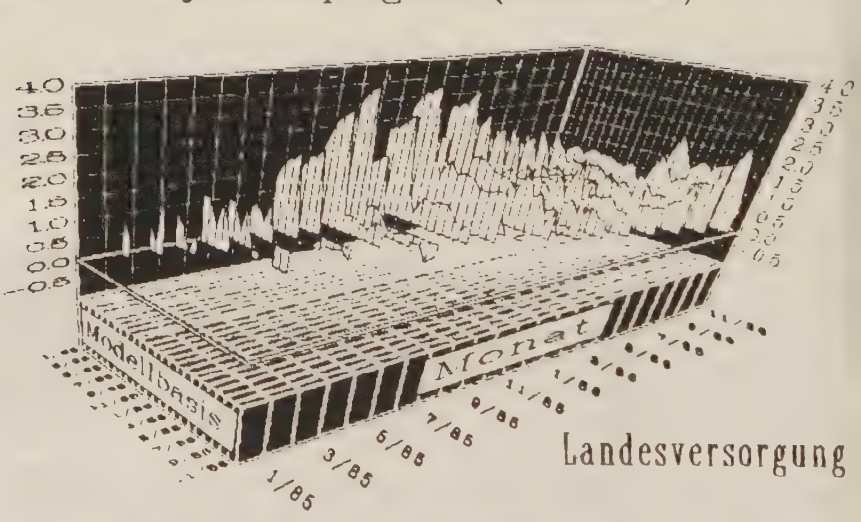


Abb.7.2-21: Monatlicher Konjunkturprognosefehler für 1985 und 1986 - gesamte Landesversorgung

Da die Konjunkturprognose für 1986 z.T. auf einer Konjunkturprognose für 1985 aufbaut, wird in den Abb.7.2-21 und 7.2-22 neben dem eigentlichen Prognosejahr (1986) auch 1985 betrachtet.

[1] Durch Auswahl dieser "Kundengruppe" wird der Gefahr begegnet, eine untypische, durch Zufälligkeiten verunreinigte Konjunkturprognose zu betrachten.

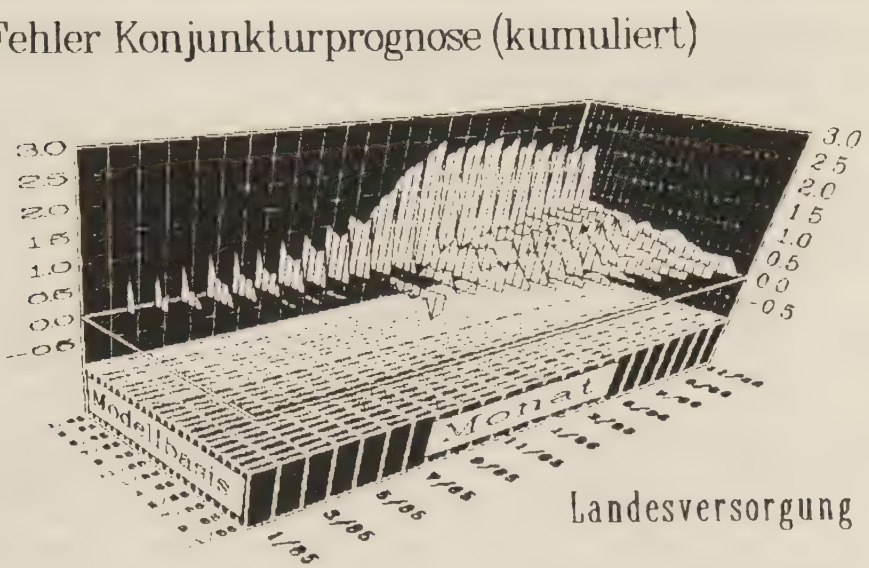


Abb.7.2-22: Kumulierter monatlicher Konjunkturprognosefehler für 1985 bzw. 1986 - gesamte Landesversorgung

Generell hinterlassen die Ergebnisse im Zeitablauf einen recht **stabilen** Eindruck. D.h., die für einen bestimmten Monat ausgewiesene Differenz zwischen prognostiziertem und eingetretenem Stromverbrauch, welche auf eine fehlerhafte Prognose der weiteren konjunkturellen Entwicklung zurückgeführt werden kann, verändert sich i.allg. nur unwesentlich, wenn zur Ermittlung dieser Differenzen zwei zeitlich aufeinanderfolgende Regressionsmodelle verwendet werden. Diese Bewertung läßt sich insbesondere bei Heranziehung der kumulierten Fehler belegen (vgl. dazu Abb.7.2-22). **Ausnahmen** treten lediglich in folgenden Fällen auf:

- Das neue Prognosemodell verwendet eine **neue**, aktualisierte **Jahresprognose** für die weitere **konjunkturelle Entwicklung**. Besonders deutlich wird der dabei u.U. auftretende Strukturbruch im Übergang von 4/1985 nach 5/1985, da die im Mai 1985 für 1985 aufgestellten Jahresprognosen z.T. doch ganz erheblich von den in April 1985 verwendeten Jahresprognosen differieren (vgl. dazu auch Übersicht 7.1-3 in Kapitel 7.1.3).
- Zum **Ende eines Jahres hin** versucht das verwendete kurzfristige Konjunkturprognosemodell die modellexogen vorgegebenen Jahresprognosen noch zu erreichen. Weicht die im Jahr aufgelaufene Konjunkturentwicklung (erheblich) von den Jahresprognosen ab, so kann es für die letzten Monate zu erheblichen Fehlprognosen kommen. Dieses wird in unserem Beispiel für die auf Basis 12/1985 bzw. 11/1986 aufgestellten Abweichungsanalysen deutlich, in denen relativ große Abweichungen im Vergleich zu den benachbarten Modellen entstehen.

Aus diesen Ausnahmefällen leiten sich verschiedene **Verbesserungsvorschläge** bzw. **Anwendungsvorschriften** für das im gewählten Modell verwendete Konjunktprognoseverfahren ab:

- Aufgrund der relativ hohen Unsicherheit, mit der Konjunkturprognosen behaftet sind, sollte bis zur Erstellung einer endgültigen Prognose für das folgende Jahr die im **Mai des laufenden Jahres** aufgestellte Konjunkturprognose abgewartet werden; dieses scheint eine erhebliche Verbesserung der gesamten Prognoseergebnisse zu gewährleisten.
- Eine Verbesserung des monatlichen Konjunkturprognoseverfahrens müßte sich erstens auf diejenigen Prognosen erstrecken, die zum Ende eines Jahres hin erstellt werden. Denkbar wäre es etwa, am Ende eines Jahres **nicht** die **Jahresprognosen** allein, sondern diese und die im Jahr **aufgelaufene Entwicklung** für die **Prognose** der letzten Monate **zugrundezulegen.**
- Schließlich implizieren die Abb.7.2-21 und 7.2-22, daß die wesentliche **Ursache konjunkturbedinger Fehlprognosen** in den **verwendeten Jahresprognosen für** die weitere konjunkturelle Entwicklung zu suchen ist, da eine nahezu systematische Überschätzung der weiteren konjunkturellen Entwicklung erfolgte, während die Wiedergabe des (monatlichen) Zyklusses recht gut gelang; damit müssen Verbesserungsvorschläge zum zweiten an den verwendeten Jahresprognosen ansetzen.

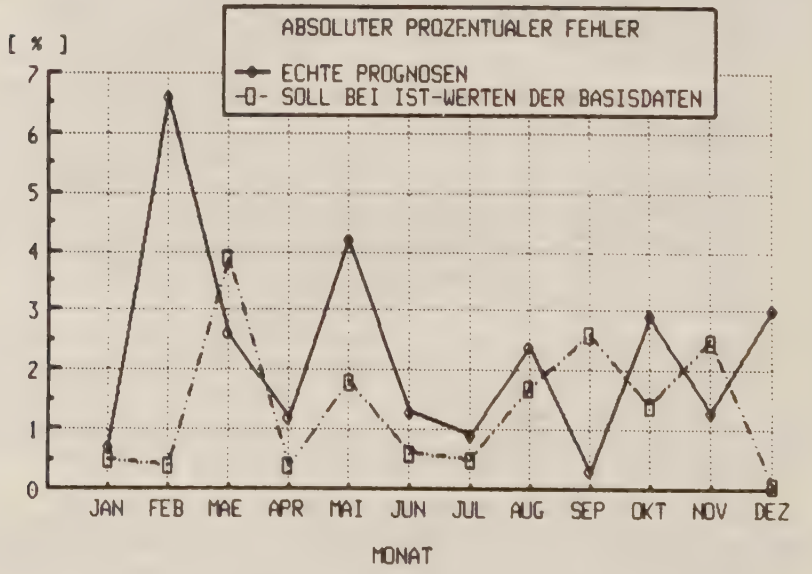


Abb.7.2-23: Prozentuale Abweichung der echten Prognosewerte und der Ex-Post-Prognosewerte von den Ist-Werten auf der Basis monatlicher Verbräuche und Verwendung einer Datenbasis 10/1985 - gesamte Landesversorgung 1986

Die **Bereinigung** des **gesamten Prognosefehlers** um temperaturbedingte Differenzen und um Abweichungen, deren Ursachen in einer fehlerhaften Konjunkturprognose liegen, läßt u.U. die aufgestellten Stromverbrauchsprognosen in einem ganz anderen Licht erscheinen, wie die Abb.7.2-23 beispielhaft illustriert. Insbesondere gelingt es, extreme Abweichungen zu nivellieren.

Durch diese **Bereinigung** wird ein ganz erheblicher **Informationsvorteil** gewonnen, der etwa Fehlinterpretationen in der Art verhindert, daß kurzfristige (Temperatur- oder Konjunktur-) Effekte als langfristig wirksame Tendenzen interpretiert werden. Da diese kurzfristigen Effekte z.T. eine ganz erhebliche Größenordnung erreichen können, wie die Abb.7.2-23 verdeutlicht, verringert diese Bereinigung in nicht unerheblichem Maße die Entstehung von Fehlentscheidungen.

(3) Struktur- und Verhaltensänderungen

Die wohl **wichtigste Größe** der Abweichungsanalyse sind die - ex-ante bekannten und unbekannten - Struktur- und Verhaltensänderungen. Diese spiegeln längerfristig wirksame Entwicklungen wider und bilden somit eine wichtige Grundlage langfristiger Entscheidungen.

Neben diesen durch die Änderung in den Regressionskoeffizienten erfaßten Struktur- und Verhaltensänderungen werden im Modell durch die Trendvariable Struktur- und Verhaltensänderungen erfaßt (vgl. dazu auch 4.2.2.1). Diese sind jedoch eher **kurzfristiger** Natur und können u.E. nicht auf die Zukunft übertragen werden, da

- in einem Trend auch Entwicklungen erfaßt werden können, die keine direkt den Stromverbrauch betreffende Struktur- und Verhaltensänderungen darstellen, sondern eine Einflußgröße des Stromverbrauchs (z.B. die industrielle Entwicklung) betreffen; dieses bedeutet, daß die durch die Trendvariable ausgewiesenen Veränderungen im Stromverbrauch nur dann in der Zukunft in dem angegebenen Maße weiter eintreten werden, wenn die in der Einflußgröße zugrundeliegenden Entwicklungen, welche den Trend verursachen, auch in Zukunft in dem Umfang der Vergangenheit eintreffen werden;
- die Trendvariable als Durchschnittsgröße für z.B. vier Jahre ermittelt wird;
- zur Vermeidung der Extrapolationsfalle ein Trend nicht unkritisch in die Zukunft fortgeschrieben werden sollte.

Dennoch wollen wir kurz die durch die Trendvariablen erfaßten Veränderungen berechnen. Deren jährliche Höhe entspricht dem 144fachen des Regressionskoeffizienten der Trendvariablen[1]. Um zu einer prozentualen Veränderung zu gelangen, ist dieses Ergebnis durch den jeweiligen Jahresverbrauch zu dividieren. Dieses führt zu den in der Übersicht 7.2-35 wiedergegebenen Ergebnissen.

Die in der Übersicht 7.2-35 enthaltenen Veränderungen lassen bereits recht unterschiedliche Entwicklungen bei den einzelnen im Modell

[1] Dieses ergibt sich aus der Differenz zwischen den Summen eines linearen Trends für zwei aufeinanderfolgende Jahre, welche 144 beträgt.

Kundengruppe	lfd. Nr.	1983	1984	1985	1986	0
Landesversorgung*	1	1.7	1.6	1.5	1.6	1.6
Mittelbare Versorgung	2	4.7	4.3	4.2	4.0	4.3
Betriebsverbrauch	3	0	0	0	0	0
Tarifkunden	4	0	0	0	0	0
Gewerbe u.a.	5	4.5	4.4	3.9	4.0	4.2
Öffentliche Einricht.	6	1.2	1.2	1.2	1.1	1.2
Verkehr	7	7.8	7.1	6.4	6.5	7.0
einzelne Industriebranchen: Bergbau	8	2.8	2.6	2.6	2.6	2.6
Eisen- u. Stahlerz.	9	1.0	.9	.9	.9	.9
NE-Metallerzeugung	10	3.6	3.3	3.2	3.1	3.3
Zement	11	0	0	0	0	0
übrige Steine u.E.	12	-3.3	-3.5	-3.6	-4.1	-3.6
Chemie	13	-5.0	-4.0	-3.8	-5.8	-4.7
übrige G.u.P.	14	5.8	4.5	4.4	4.4	4.8
Eisen- u. Stahlver.	15	2.6	2.5	2.4	2.4	2.5
Maschinenbau	16	0	0	0	0	0
KFZ-Industrie	17	0	0	0	0	0
übrige Investitions.	18	6.9	6.4	7.0	5.4	6.4
Textilindustrie	19	-5.6	-5.6	-5.5	-6.4	-5.8
Kunststoffindustrie	20	5.9	5.6	5.3	5.0	5.5
übrige Verbrauchs.	21	4.4	4.1	4.0	3.9	4.1
Nahrung u. Genuß.	22	3.9	3.9	3.7	3.5	3.7
Industrie gesamt*	23	.7	.7	.7	.7	.7

* Bei diesen "Kundengruppen" handelt es sich um kein eigenständiges Modell

Übersicht 7.2-35: Durch die Trendvariable erfaßte Struktur- und Verhaltensänderungen in den Jahren 1983 bis 1986

unterschiedenen Kundengruppen erkennen. Als wesentlich ist u.E. festzuhalten:

- Durchschnittliche jährliche, langfristig stabile Struktur- und Verhaltensänderungen in Höhe von **1.6%** für die **gesamte Landesversorgung.**
- Relativ hohe **Wachstumstendenzen** bei der **mittelbaren Versorgung,**

dem **Gewerbe u.a.**, dem **Verkehr** und einigen **einzelnen Industriebranchen**[1].

- **Sehr geringe Wachstumschancen** bei den **öffentlichen Einrichtungen** (1.2%), der **Industrie insgesamt** (0.7%) , sowie der **Eisen- und Stahlerzeugenden Industrie** (0.9%).
- **Sättigungstendenzen** bei den **Tarifkunden** und **einigen einzelnen Industriebranchen**[2].
- Deutliche **struktur- und verhaltensbedingte Verbrauchsrückgänge** bei einigen einzelnen Industriebranchen; im einzelnen handelt es sich dabei um die **übrige Steine und Erden** produzierende Industrie (-3.6%), die **Chemische Industrie** (-4.7%) und die **Textilindustrie** (-5.8%).

Diese durch die Trendvariable erfaßten langfristigen Struktur- und Verhaltensänderungen geben ein **generelle Tendenz** in der Entwicklung des Stromverbrauchs **in der Vergangenheit** wieder. Deshalb sind lediglich die angegebenen Richtungen, nicht aber die ausgewiesenen Größen auf die Zukunft übertragbar.

Dagegen sind die in den Veränderungen der Regressionskoeffizienten erfaßten Struktur- und Verhaltensänderungen **langfristiger Natur** und - mit Einschränkungen - auf die **Zukunft übertragbar**, weshalb wir diese Veränderungen im folgenden ausführlich diskutieren wollen.

Um die **Stabilität der Ergebnisse** in diesem Zusammenhang zu überprüfen, stellt sich das Problem, eine Vielzahl möglicher Vergleiche auf ein wirtschaftliches und ein im Rahmen dieser Arbeit zu bewältigendes Maß zu reduzieren. Dazu beschränken wir uns zunächst auf die Analyse der gesamten Landesversorgung.

Bzgl. einer Kundengruppe, hier **exemplarisch** der **gesamten Landesversorgung**, besteht die Möglichkeit, einen Soll-Ist-Vergleich zwischen jedem denkbaren Monat, auf dem ein Prognosemodell basiert und jedem Monat, für den eine Prognose zu erstellen ist, durchzuführen. Aufgrund des hier untersuchten beispielhaften Zeitraumes beschränken wir uns dabei zweckmäßigerweise in beiden Fällen auf das Zeitintervall 1/1985 bis 12/1986. Ferner sind zwei grundsätzliche Möglichkeiten des Soll-Ist-Vergleiches zu unterscheiden: erstens kann ein Vergleich isoliert für den jeweiligen Monat durchgeführt werden und zweitens kann der im gesamten betrachteten Jahr bis zum jeweiligen

---

[1] Im einzelnen handelt es sich hierbei um die NE-Metallindustrie (3.3%), die sonstige Grundstoff- und Produktionsgüterproduzierende Industrie (4.8%), die sonstige Investitionsgüterindustrie (6.4) - hierunter fällt z.B. die Herstellung von Büromaschinen und EDV-Geräten -, die Kunststoffverarbeitende Industrie (5.5%), das sonstige Verbrauchsgüterproduziende Gewerbe (4.1%) und das Nahrungs- und Genußmittelgewerbe (3.7%). Ferner könnten noch der Bergbau (2.6%) und die Eisen- und Stahlverarbeitende Industrie (2.5%) hierunter subsumiert werden.

[2] Im einzelnen handelt es sich dabei um die Zement-, die Maschinenbau- und die KFZ-Industrie.

Monat aufgelaufene Verbrauch einem Soll-Ist-Vergleich unterzogen werden. Hieraus ergeben sich insgesamt 9200 mögliche Vergleiche[1].

Um zunächst einen **groben Einblick** in die **Struktur der Ergebnisse** zu geben, sind in den Abb.7.2-24 und 7.2-25 die gesamten mit Hilfe des Soll-Ist-Vergleiches ermittelten Struktur- und Verhaltensänderungen für die gesamte Landesversorgung zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und den Ex-Post-Modellen, die auf den Monaten innerhalb des Intervalls 2/1985 und 12/1986 basieren, visualisiert. Da die monatlichen Werte u.E. durch eine Reihe von zufälligen, unsystematischen Schwankungen zu stark verunreinigt sind, als daß daraus langfristig wirksame Tendenzen abgelesen werden können (vgl. auch Abb. 7.2-24), konzentrieren wir uns im weiteren auf die kumulierten Werte.

Um die **grundsätzliche Vorgehensweise** zur Interpretation der im Rahmen der Abweichungsanalyse gewonnenen Daten zu Struktur- und Verhaltensveränderungen abzuleiten bzw. zu verdeutlichen, sind in der Übersicht 7.2-36 die für die Erstellung der Abb.7.2-25 herangezogenen Einzeldaten wiedergegeben.

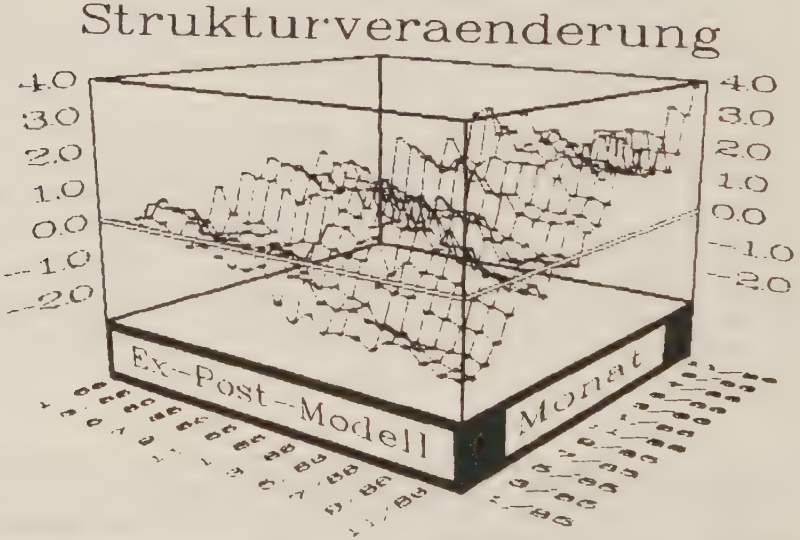


Abb.7.2-24: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und Ex-Post-Modellen auf Basis 2/1985 bis 12/1986 - monatliche Verbräuche gesamte Landesversorgung

[1] Bei 28 Möglichkeiten, Kundengruppen zu bilden, müßten damit 252 000 Vergleiche durchgeführt werden, um einen vollständigen Soll-Ist-Vergleich aufzustellen !

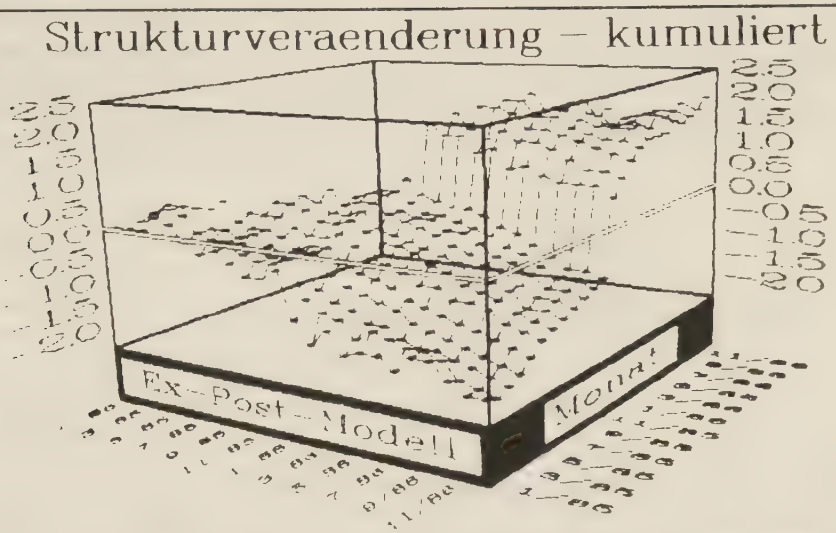


Abb.7.2-25: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und Ex-Post-Modellen auf Basis 2/1985 bis 12/1986 - monatliche Verbräuche kumuliert gesamte Landesversorgung

Die Interpretation der Fülle an Einzelinformationen vollzieht sich zweckmäßigerweise in drei Hauptschritten:

- Interpretation der auf der **Hauptdiagonalen** liegenden Werte, d.h. derjenigen Werte, bei denen die Basis des (Ex-ante-) Prognosemodells mit dem betrachteten Monat übereinstimmt.
- Interpretation der **horizontalen** Linien, d.h. aller Werte, die mit Hilfe eines bestimmten (Ex-ante-) Prognosemodells generiert werden.
- Interpretation der **vertikalen** Linien, also Betrachtung eines bestimmten Monats.

Die **zentralen Erkenntnisse** des Soll-Ist-Vergleiches können aus den Werten abgeleitet werden, die auf der **Hauptdiagonalen** liegen. Auf diese wollen wir uns deshalb im folgenden konzentrieren. Um die in diesen Werten verborgenen Informationen herauszuarbeiten, wollen wir kurz verdeutlichen, welche Veränderungen in den Struktur- und Verhaltensänderungen erfaßt werden.

Die **Struktur- und Verhaltensänderungen** berechnen sich aus den Veränderungen in den Regressionskoeffizienten zweier Regressionsmodelle, die auf verschiedenen Datenbasen erstellt wurden. Betrachten wir zur Illustration die Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen 1/1985 und 12/1986 bei einer Datenbasis von 48 Monaten, so ist der in Abb. 7.2-26 dargestellte Sachverhalt zu beachten. Während das Basismodell gegenüber dem Ex-Post-Modell den Zeitraum 2/1981 bis 12/1982 abbildet, erfaßt das Ex-Post-Modell zusätzlich den Zeitraum 2/1985 bis 12/1986. D.h. die zwischen diesen beiden Modellen stattgefundenen

X \ Jahr	Jahr	1985												1986												Ex ante Prognose
Jahr	Monat	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	
1985	1.	0																								9
	2.	0	-.1																							9
	3.	.2	.3	.3																						9
	4.	.3	.5	.4	.3																					9
	5.	.2	.3	.4	.3	.4																				9
	6.	-.1	.0	.0	-.1	.1	.3																			9
	7.	-.3	-.1	-.2	-.2	-.1	.1	.3																		9
	8.	-.2	-.2	-.2	-.1	-.1	.1	.3	.4																	9
	9.	-.4	-.3	-.3	-.3	-.2	-.1	.2	.3	.5																9
	10.	-.6	-.4	-.4	-.4	-.4	-.2	.0	.1	.2	.3															9
	11.	-.6	-.4	-.4	-.4	.3	-.2	.0	.1	.3	.4	.4														9
	12.	-.4	-.2	-.2	-.3	-.3	.1	.1	.2	.3	.4	.4	.6													9
1986	1.	-.3	.0	-.9	-.7	-.5	-.3	-.1	-.1	.1	.1	.2	.3	1.7												12
	2.	1.7	1.2	-1.1	-.9	-.7	.5	-.3	-.2	.0	.0	.0	.2	1.5	1.9											12
	3.	1.4	1.3	-1.2	-1.0	-.8	.6	.3	-.3	-.1	.0	.0	.1	1.5	1.6	2.0										12
	4.	-1.8	-1.6	1.4	1.1	-.9	-.7	-.4	-.4	-.2	-.2	-.1	.1	1.2	1.4	2.0	2.1									11
	5.	1.7	1.4	-1.4	-1.2	-1.1	-.9	.6	-.5	-.4	-.2	-.2	.0	1.3	1.6	1.9	2.1	2.2								11
	6.	1.7	1.5	1.6	-1.4	1.2	-.9	-.7	-.6	-.5	-.4	.3	-.2	.9	1.4	1.6	1.8	1.9	1.9							11
1986	7.	1.9	1.6	1.7	1.5	-1.3	1.1	-.9	-.9	-.7	-.6	-.5	-.3	1.0	1.4	1.6	1.8	1.9	2.0	2.0						11
	8.	1.6	1.4	1.7	1.6	1.4	-1.1	-1.0	.9	-.8	-.7	-.6	-.5	.8	1.3	1.5	1.6	1.7	1.8	1.7	1.8					11
	9.	1.6	1.7	1.6	1.7	1.5	1.2	-1.1	1.0	-1.0	-.9	-.8	-.7	.7	1.1	1.4	1.5	1.6	1.6	1.5	1.6	1.6				11
	10.	1.3	1.4	1.6	1.3	1.6	1.4	-1.3	1.3	-1.2	-1.1	-1.0	-.9	.7	.9	1.3	1.4	1.6	1.6	1.6	1.7	1.7	1.7			11
	11.	1.1	1.1	1.0	-1.3	1.7	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0	.9	.7	.9	1.2	1.4	1.6	1.6	1.5	1.7	1.6	1.7	1.8		..
	12.	1.1	1.1	1.1	-1.0	1.8	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2	1.1	1.0	.5	.8	1.1	1.3	1.4	1.4	1.4	1.6	1.5	1.6	1.7	1.7	11

mit: X = Basis des zweiten (ex-ante) Prognosemodells
Y = betrachteter Monat

Übersicht 7.2-36: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und Ex-Post-Modellen auf Basis 2/1985 bis 12/1986 - monatliche Verbräuche kumuliert gesamte Landesversorgung

Veränderungen in den Regressionskoeffizienten spiegeln diejenigen Struktur- und Verhaltensänderungen wider, die zwischen diesen beiden Zeiträumen, oder grob gesagt zwischen 1981/82 auf der einen und 1985/86 auf der anderen Seite stattgefunden haben. Dabei geben die Werte jedoch keine Auskunft darüber, welche Veränderung sich in welchem Jahr realisiert hat.

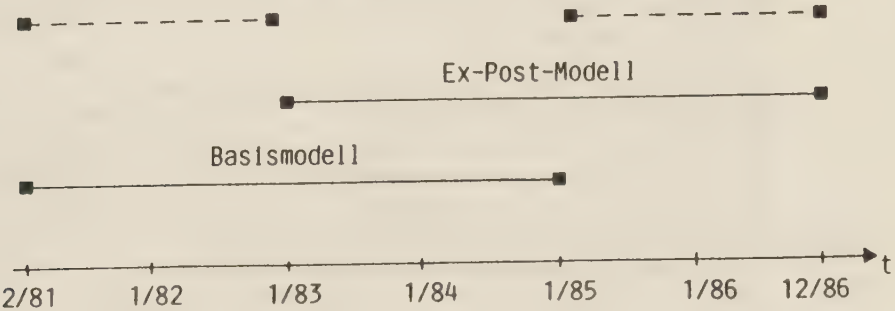


Abb.7.2-26: Die aus zeitlicher Sicht in den Struktur- und Verhaltensänderungen des Soll-Ist-Vergleiches erfaßten Veränderungen

Monat / Jahr	Jan	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.
1985	.9	.8	1.2	1.2	1.3	1.0	1.2	1.3	1.4	1.2	1.3	1.5
1986	2.9	3.1	3.2	3.3	3.3	3.0	3.1	2.9	2.7	2.8	2.9	3.0

Übersicht 7.2-37: Gesamte im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene kumulierte Struktur- und Verhaltensänderungen zwischen einem Prognosemodell auf Basis 1/1985 und Ex-Post-Modellen auf Basis 1/1985 bis 12/1986 - monatliche Verbräuche gesamte Landesversorgung

Um die **gesamten** zwischen 1981/82 bzw. 1985/86 aufgetretenen, **langfristig wirksamen Struktur- und Verhaltensänderungen** zu berechnen, sind zu den auf der Hauptdiagonalen in Übersicht 7.2-36 ausgewiesenen ex-ante unbekannten Veränderungen zunächst die ex-ante bekannten Struktur- und Verhaltensänderungen, also die verwendeten Jahresprognosen, hinzuzuaddieren; wir erhalten somit die in Übersicht 7.2-37 ausgewiesenen Größen.

Aus dieser Berechnung läßt sich entnehmen, daß das Modell auf Basis 12/1986 - also das Modell, welches den Zeitraum 2/1985 bis 12/1986

zusätzlich gegenüber den Zeitraum 2/1981 bis 12/1982 des Modells au Basis 1/1985 erfaßt - für 1986 einen um 3% höheren Stromverbrauch berechnet als das Modell auf Basis 1/1985. D.h., zwischen den Jahre 1981/82 und 1985/86 haben sich (langfristig wirksame) Struktur- und Verhaltensänderungen realisiert, die zu einem Anstieg des Stromverbrauchs um 3% geführt haben. Hieraus läßt sich eine durchschnittliche jährliche (langfristig wirksame) struktur- und verhaltensbedingte Steigerung des Stromverbrauchs in Höhe von 0.4939% (100 x $\sqrt[6]{1.03}$ - 100) berechnen.

Betrachten wir eine **horizontale** Linie der Übersicht 7.2-36, exemplarisch die Werte, die mit Hilfe des Modells auf Basis 12/1986 gewonnen wurden, so ist folgende generelle Interpretation heranzuziehen: die für einen bestimmten Monat y ausgewiesenen Struktur- und Verhaltensänderungen unter Zugrundelegung eines Ex-Post-Modells x geben an, wie sich der Stromverbrauch in dem betreffenden Monat verändert hätte, wenn die zwischen dem Basismodell (hier 1/1985) und dem Ex-Post-Modell (hier 12/1986) stattgefundenen Struktur- und Verhaltensänderungen bereits zur Erklärung des Stromverbrauchs im betrachteten Monat herangezogen worden wären. Damit gibt diese Größe Auskunft darüber, in welchem Maße die vom betreffenden Monat bis zur Datenbasis des Ex-Post-Modells eingetretenen Veränderungen - gegenüber dem im Basismodell wegfallenden Zeitraum - bereits bis zum betrachteten Monat beobachtet werden können. Damit können hieraus indirekt Informationen über die Art und Tendenzen der Veränderungen abgeleitet werden.

Die Werte auf einer **vertikalen** Linie in der Übersicht 7.2-36 geben schließlich an, welche langfristig wirksamen Struktur- und Verhaltensänderungen für einen bestimmten Monat durch sukzessive Einbeziehung eines weiteren Monats in das verwendete Regressionsmodell berechnet werden. Damit lassen sich aus diesen Werten dieselben Informationen ableiten, die sich auch aus der horizontalen Betrachtung ergeben, nämlich Informationen zu der Art und zu Tendenzen der stattgefundenen langfristig wirksamen Struktur- und Verhaltensänderungen.

Nachdem wir die grundsätzliche Vorgehensweise zur Interpretation der Ergebnisse des Soll-Ist-Vergleiches skizziert haben, wollen wir die Ergebnisse einiger ausgewählter Kundengruppen vorstellen[1].

Für die **gesamte Landesversorgung** ergeben sich im Rahmen des Soll-Ist-Vergleiches die in Übersicht 7.2-38 wiedergegebenen Struktur- und Verhaltensänderungen.

Da sich diese Veränderungen z.T. auf unterschiedlich lange Zeiträume beziehen, ist es sinnvoll, die Struktur- und Verhaltensänderungen durch Berechnung der **durchschnittlichen jährlichen Veränderung** vergleichbar zu machen (vgl. dazu Übersicht 7.2-39).

Als **zentrales Ergebnis** lassen sich aus dieser Analyse starke Sättigungstendenzen für die gesamte Landesversorgung ablesen. Während

[1] Dabei beziehen wir uns - auch wenn dieses nicht immer ausdrücklich erwähnt wird - auf die langfristig wirksamen Struktur- und Verhaltensänderungen.

von \ bis	1984	1985	1986
1979	4.2		
1980	3.0	1.7	
	5.1	3.6	
1981	3.2	2.1	1.7
	4.7	3.0	
1982	2.6	.9	0
	2.9	1.2	
1983		.3	-.3
		.1	
1984			1.1

Übersicht 7.2-38: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene Struktur- und Verhaltensänderungen (%) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - gesamte Landesversorgung

von \ bis	1984	1985	1986
1979	0.59		
1980	0.59	0.28	
	0.83	0.51	
1981	0.79	0.42	0.28
	0.92	0.49	
1982	0.86	0.22	0
	0.72	0.24	
1983		0.10	-0.08
		0.02	
1984			0.37

Übersicht 7.2-39: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - gesamte Landesversorgung

zwischen 1979 bzw. 1980 und 1984 sich Struktur- und Verhaltensänderungen ereigneten, die zu einer tendenziellen Zunahme der durchschnittlichen Veränderung führten, nimmt seit 1985 die durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Veränderung des Stromverbrauchs teilweise recht deutlich ab[1].

[1] Bei der Interpretation der Ergebnisse sollte eine rein datalistische Vorgehensweise vermieden werden; aufgrund zahlreicher Imponderabilien, die den Werten inhärent sind, können die Ergebnisse der Abweichungsanalyse lediglich Auskünfte über Tendenzen und Größenordnungen geben.

Um eventuell Ursachen und Gründe dieser Tendenz aufzudecken, sind entsprechende Berechnungen für die wichtigsten **Kundengruppen** durchzuführen. Die Ergebnisse hierzu sind in den Übersichten 7.2-40 bis 7.2-45 wiedergegeben.

von \ bis	1984	1985	1986
1979		1.17	
1980	0.85	0.49	0.84
1981	1.06	1.32	0.44	0.35
1982	1.70	1.57	0.37	1.04	0.28
1983		1.52	-0.50	0.79	-0.05
1984				0.60	0.70

Übersicht 7.2-40: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - mittelbare Versorgung

von \ bis	1984	1985	1986
1979		-0.20	
1980	-0.32	0.07	0.31
1981	0.32	-0.13	0.40	0.41
1982	-0.03	0.36	0.42	0.56	0.22
1983		0.22	0.79	0.57	0.32
1984				0.79	0.20

Übersicht 7.2-41: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - Tarifkunden

von \ bis	1984		1985		1986
1979		0.63			
1980	1.02		0.22		
		1.06		0.41	
1981	1.06		0.42		0.26
		0.86		0.17	
1982	1.15		-0.03		-0.42
		0.59		-0.26	
1983			-0.07		-0.45
				-0.89	
1984					0.17

Übersicht 7.2-42: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - Industrie

von \ bis	1984		1985		1986
1979		1.97			
1980	0.55		1.77		
		2.13		1.16	
1981	0.27		1.85		0.61
		2.02		1.09	
1982	-0.27		2.22		0.73
		1.85		1.37	
1983			2.60		1.18
				2.01	
1984					2.57

Übersicht 7.2-43: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - Gewerbe u.a.

von \ bis	1984		1985		1986
1979		-0.29			
1980	-0.28		0.28		
		-0.46		0.03	
1981	-0.23		-0.42		0.30
		-0.32		0.17	
1982	-0.67		-0.28		0.65
		-0.53		0.32	
1983			0.03		0.77
				0.96	
1984					1.32

Übersicht 7.2-44: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - öffentliche Einrichtungen

von \ bis	1984		1985		1986
1979		2.91			
1980	2.31		1.45		
		3.31		1.36	
1981	0.81		1.10		0.02
		2.37		1.07	
1982	-2.92		-0.20		-0.24
		-0.23		0.30	
1983			-1.56		-1.30
				-5.16	
1984					-1.63

Übersicht 7.2-45: Im Soll-Ist-Vergleich ausgewiesene durchschnittliche jährliche struktur- und verhaltensbedingte Stromverbrauchsveränderungen (% p.a.) zwischen 1979/84 und 1984 bis 1986 - Verkehr

Zunächst weisen die Übersichten 7.2-40 bis 7.2-45 darauf hin, daß bei den verschiedenen Kundengruppen stark voneinander abweichende **Grundtendenzen**, mit sehr unterschiedlich stabilen Verläufen zu beobachten sind. Relativ stabil sind die Ergebnisse etwa bei den Tarifkunden, während bei der Kundengruppe Verkehr recht starke Sprünge auftreten; dieses liegt sicherlich z.T. auch in der schlechten Er-

klärungskraft, die das Modell gerade bei der dieser Kundengruppe aufweist.

Im **Detail** lassen sich bzgl. der einzelnen Kundengruppen folgende Ergebnisse ableiten:

- In der **mittelbaren Versorgung** sind deutliche und stabile stromverbrauchssteigernde Struktur- und Verhaltensänderungen festzustellen, die sich in der Größenordnung von 1% p.a. bewegen.
- Bei den **Tarifkunden** ist nach einer Sättigungsphase zwischen 1979/80 bis einschließlich 1984 - in der teilweise sogar verbrauchsvermindernde Struktur- und Verhaltensänderungen aufgetreten sind - in 1985 und 1986 eine Tendenzwende eingetreten, die auf jährliche Wachstumsraten von ca. 0.5% schließen läßt.
- Die **Industrie** weist in den letzten Jahren (1985 und 1986) deutliche, dabei stark schwankende verbrauchsändernde Struktur- und Verhaltensänderungen auf. Nach relativ starken stromverbrauchssteigernden Veränderungen zwischen 1979/80 und 1984 (ca. 1% p.a.) sind seit 1985 relativ starke verbrauchsmindernde Effekte (ca. 0.5% p.a.) zu beobachten.
- Das **Gewerbe u.a.** weist mit 1985 einen sehr starken stromverbrauchssteigernden Strukturbruch auf. Während zwischen 1979/80 und 1984 relativ stabile Verhältnisse vorherrschten, tritt mit Einbeziehung des Jahres 1985 eine starke Erhöhung des Stromverbrauchs beim Gewerbe ein, die sich 1986 fortpflanzt.
- Bei den **öffentlichen Einrichtungen** herrschen zwischen 1979/80 und 1985 stromverbrauchsmindernde Struktur- und Verhaltensänderungen vor, die sich in der Größenordnung von 0.5% p.a. bewegen. In 1986 tritt bei dieser Kundengruppe eine deutliche Tendenzwende ein, die zu einem Anstieg des Stromverbrauchs in der Größenordnung von 1% p.a. führt.
- Die Kundengruppe **Verkehr** ist insgesamt durch eine sehr uneinheitliche Entwicklung struktur- und verhaltensbedingter Änderungen im Stromverbrauch gekennzeichnet. Unter allen mit dieser Kundengruppe verknüpften Vorbehalten lassen sich tendenziell aus den Ergebnissen stark verbrauchssteigernde Effekte zwischen 1979/80 und 1983/84 sowie eine völlige Tendenzumkehr in 1984 bis 1986 ableiten.

Aus den vorangegangenen Überlegungen lassen sich wesentliche **Implikationen** für sämtliche in einem EVU zu treffende **Anpassungsentscheidungen** ableiten. Zum einen weisen die ermittelten struktur- und verhaltensbedingten Änderungen im Stromverbrauch auf die weiteren, langfristig wirksamen Veränderungen im Stromverbrauch hin. Zum anderen lassen sich aus der Analyse der Ergebnisse für die einzelnen Kundengruppen wichtige Rückschlüsse für weitere strategische Stoßrichtungen herleiten. Insbesondere implizieren die vorstehenden Analysen ein verstärktes Augenmerk der EVU auf das Gewerbe, die öffentlichen Einrichtungen und einzelne Industriebranchen, da hier noch erhebliches Wachstumspotential vorzuliegen scheint; ebenso müssen aber auch die restlichen Kundengruppen der Industrie und die Kundengruppe Verkehr verstärkt beobachtet werden, da bei diesen Kundengruppen erhebliche (Markt-) Verluste drohen, denen begegnet werden muß. Dagegen ist die mittelbare Versorgung und sind die Tarifkunden relativ unproblematisch: hier herrschen relativ stabile Verhältnisse vor.

Die isolierte Betrachtung der struktur- und verhaltensbedingten Veränderungen im Stromverbrauch läßt jedoch nur sehr schwer **Ursachen** und **Gründe** für einzelne Entwicklungen erkennen. Auch wenn sich zu deren Ableitung einige Ansatzpunkte anbieten, wollen wir auf eine weitere Analyse der durch das Modell im Rahmen der Soll-Ist-Vergleiche ermittelten Struktur- und Verhaltensänderungen in diesem Zusammenhang verzichten, da sich diese Ansatzpunkte bislang lediglich auf Vermutungen stützen.

(4) Unsystematische Schwankungen

Abschließend zur Auswertung der im Rahmen der Abweichungsanalyse angestellten Soll-Ist-Vergleiche wollen wir kurz die unsystematischen Schwankungen betrachten. Dabei geht es in diesem Zusammenhang um die Frage, ob die durch die verwendeten Modelle nicht erklärbaren Differenzen zwischen dem eingetretenen Stromverbrauch und dem durch das Modell erklärbaren Stromverbrauch tatsächlich unsystematischer Natur sind. Zur Beantwortung dieser Frage sind in der Abb.7.2-27 die bei der Abweichungsanalyse für die Landesversorgung auftretenden unsystematischen Schwankungen visualisiert.

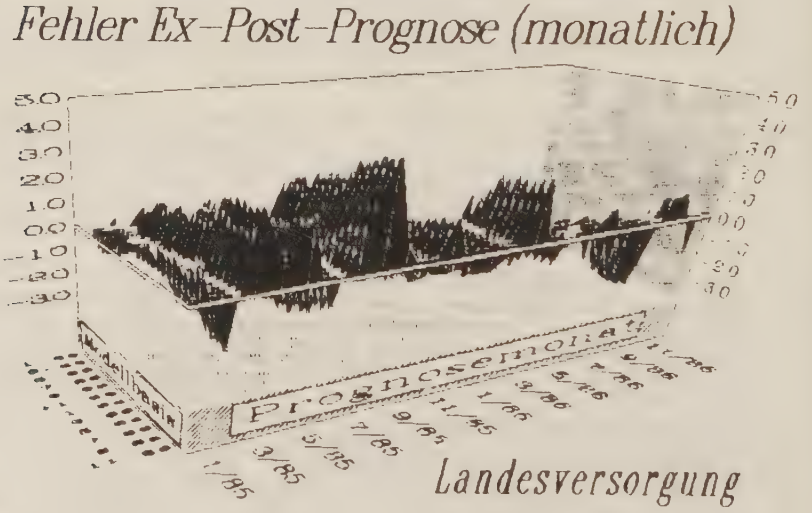


Abb.7.2-27: Ausgewiesene unsystematische Schwankungen für 1985 und 1986 auf einer Basis monatlicher Verbräuche und der Verwendung eines Ex-Post-Modells auf Basis von 1/1985 bis 12/1986 - gesamte Landesversorgung

Zur Beurteilung, ob diese Differenzen unsystematisch sind, ist nur der Verlauf der Werte entlang der Prognosemonate von Interesse. Dabei dürfen die Werte eines Monats nicht von den Werten des Vormonats abhängen. Dieses scheint (weitgehend) der Fall zu sein, wie die Abb.7.2-27 zeigt. Aufgrund dieses Ergebnisses gewinnen die vorangegangenen Analysen - insbesondere jene zu den Struktur- und Verhaltensänderungen - an Gewicht. Wären die ausgewiesenen unsystematischen Schwankungen systematischer Natur, so würden sie u.U. die angegebenen Struktur- und Verhaltensänderungen in zu starkem Maße verfälschen.

7.2.3.2 Die Ergebnisse aus dem Vergleich zum Vorjahr

Während der Soll-Ist-Vergleich eher längerfristig ausgerichtet ist, liefert der Vergleich zum Vorjahr Informationen über Struktur- und Verhaltensänderungen, die derzeit akut sind. D.h. der Vergleich zum Vorjahr kann u.U. neben dem Soll-Ist-Vergleich wichtige **Frühwarninformationen** liefern.

Da das derzeit realisierte Verfahren zur kurzfristigen Stromverbrauchsprognose und -analyse im Rahmen der Monatsberichte ebenfalls derartige Vergleiche anstellt, sind wir in der Lage, das von uns gewählte Modell - bzw. die von ihm im Rahmen eines Vergleiches zum Vorjahr gelieferten Ergebnisse - **mit** dem **derzeitigen Verfahren** bzw. mit dessen Ergebnissen zu **vergleichen.**

Zunächst soll jedoch geklärt werden, ob die vom gewählten Modell generierten **Ergebnisse** in diesem Zusammenhang **stabil** sind. Dazu führen wir für 1986 einen Vergleich zum Vorjahr, also 1985, durch, wobei die Datenbasis von 1/1986 bis 12/1986 sukzessive erhöht wird. Als Prognosemodell fungiert dabei ein Modell auf Basis 1/1985, das ebenfalls sukzessive bis zum Vormonat der Datenbasis aktualisiert wird. Die daraus resultierenden, exemplarisch ausgewählten Abweichungen zwischen Januar 1986 und Januar 1985 aufgrund von Temperaturänderungen sind in der Abb.7.2-28 wiedergegeben.

Trotz geringer Schwankungen sind die Ergebnisse insgesamt als im Zeitablauf stabil zu bezeichnen. Damit ist es relativ belanglos, welche Regressionsmodelle für einen Vergleich zum Vorjahr herangezogen werden. Für die weiteren Analysen wollen wir **folgende Modelle verwenden:**

- Als **Ex-Post-Modell** soll das Modell verwendet werden, das die Daten bis einschließlich des betrachteten Monats verwendet, damit sämtliche bekannten Strukturen und Verhaltensmuster bei diesem Vergleich berücksichtigt werden. Wird also z.B. für den Juli 1986 ein Vergleich zum Vorjahr erstellt, so fungiert das Modell auf Basis 7/1986 als Ex-Post-Modell.
- Als **Prognosemodell** wird das Modell mit der Datenbasis des Vorjahresmonates herangezogen, also etwa mit der Basis 7/1985, wenn ein Vergleich für Juli 1986 erstellt werden soll. Hierduch wird sichergestellt, daß beim Vergleich diejenigen Strukturen und Verhaltensmuster zugrundegelegt werden, die im Vorjahresmonat galten.

Abb.7.2-28: Abweichung im Stromverbrauch aufgrund von Temperaturänderungen zwischen Januar 1986 und Januar 1985 bei der Verwendung verschiedener Regressionsmodelle - gesamte Landesversorgung

Auf dieser Grundlage ergeben sich für 1986 folgende **Informationen** für die **gesamte Landesversorgung** aus einem **Vergleich zum Vorjahr:**

- Der Verbrauch im **Januar** 1986 liegt um 5.4% unterhalb des Verbrauches im Januar 1985. Dieses ist fast ausschließlich auf Abweichungen aufgrund von Temperaturveränderungen (-5.6%) zurückzuführen. Weitere wichtige Größen des Vergleiches sind Sondereinflüsse in Höhe von -1.0% (Chemische Industrie), die jedoch weitgehend durch längerfristige Struktur- und Verhaltensänderungen (+0.7%) kompensiert werden.

  Vergleichen wir diese Informationen mit den Ergebnissen des **derzeit realisierten Verfahrens**, so kommt dieses im Kern zu denselben Ergebnissen, ohne sie jedoch exakt zu quantifizieren. Im einzelnen werden folgende Aussagen abgegeben:

  - Allgemeiner Einfluß: Extrem kalter Vorjahresmonat;

Gradtagszahl im Januar 1986 um 26 vH niedriger als 1985[1].
- Industrie: Leichter Rückgang infolge mehrerer Sondereinflüsse;
- Öffentliche Einrichtungen: Versorgung neuer Kunden, Erweiterung bestehender Anlagen;
- Gewerbe u.a.: Erhöhter Bedarf eines Kunden;
- Tarifkunden und Mittelbare Versorgung: Absatzrückgang witterungsbedingt.

Damit gelingt es mittels des dem im gewählten Modell inhärenten Verfahren zur Abweichungsanalyse vor allem in wesentlich besserem Maße, die einzelnen Effekte zu quantifizieren[2].

- Der Verbrauch im **Febraur** 1986 lag um 3.9% über dem Verbrauch des Vorjahresmonats. Diese Veränderung ist wiederum in erster Linie aufgrund von Temperaturabweichungen (+4.3%) entstanden. Sondereinflüsse (-1.2%) und längerfristige Struktur- und Verhaltensänderungen (+1.1%) kompensieren sich wieder weitgehend.

- Für den **März** 1986 ist eine differenziertere Analyse anzustellen. Die Einzelergebnisse des Vergleiches zum März 1985 sind in der Übersicht 7.2-46 aufgelistet.

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

Datum: 25.11.1987 MAS520
Zeit : 10:27 UHR MAE 1986 Abweichungsanalyse zum Vorjahresmonat

Landesversorgung

Modelle: 3.85 3.86		Monat	Δ%		Jahr aufgelaufen	Δ%
Vorjahreswert		2224.0			6789.0	
Abweichung aufgrund:						
Temperaturanderungen	-14	-12.2	-.5	-67	-57.5	-.8
Anzahl Werktage	-2	-113.3	-5.1	-2	-113.3	-1.7
" Sams-/Sonntage	-1	-28.8	-1.3	-1	-28.8	-.4
" Ferientag	8	-33.9	-1.5	7	-29.6	-.4
" Feiertage	3	74.6	3.4	3	74.6	1.1
Konjunkturentwicklung		-28.8	-1.3		-25.8	-.4
Technologische Entw.		42.7	1.9		128.1	1.9
Sondereinflusse		-25.0	-1.1		-75.0	-1.1
Von Umwelteinflüssen determinierter Verbrauch		2099.3	-5.6		6661.7	-1.9
Verhaltensänderungen		41.7	1.9		-2.7	.0
Ist - Stromverbrauch		2141.0	-3.7		6659.0	-1.9

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUCK PF4: ↓ PF5: ↑ PF12:SICHERN

Übersicht 7.2-46: Abweichungsanalyse März 1986 zum Vorjahresmonat - gesamte Landesversorgung

---

[1] Welche Schlußfolgerungen sind hieraus zu ziehen ? Ist damit der Stromverbrauch - temperaturbedingt - um 26 % höher als im Vorjahr ?

[2] Dieses gilt nicht nur für die gesamte Landesversorgung, sondern für jede einzelne Kundengruppe. Auf die Darstellung dieser Einzelergebnisse wollen wir jedoch verzichten.

Hieraus lassen sich für diesen Monat als Ursachen für eine Änderung des Stromverbrauchs gegenüber dem März 1985 - insgesamt Rückgang um 3.7% - angeben:

- geringfügige Abweichungen aufgrund von Temperaturänderungen (-0.5%);
- Rückgang durch Osterferien - die in 1985 in den April fielen - um 1.5%;
- Rückgang durch Feiertage (Ostern) im Saldo um 3%; gegenüber 1985 zwei Werk- und ein Sams- bzw. Sonntag weniger (-6.4%), dafür drei Feiertage mehr (+3.4%);
- schwächere Konjunktur gegenüber dem Vorjahr (-1.3%);
- Sondereinflüsse - Rückgang des Stromverbrauchs um 1.1%;
- positive Struktur- und Verhaltensänderungen in Höhe von 3.8%;

Eine entsprechende Analyse ließe sich auch für die kumulierten Werte, d.h. für die Monate Januar bis März 1986 durchführen, wodurch unsystematische Schwankungen weitgehend ausgeschaltet werden könnten.

Demgegenüber beschränkt sich das **derzeit realisierte Verfahren** in seinem Vergleich zum Vorjahr im wesentlichen darauf, den Wegfall von zwei Werktagen für den rückläufigen Stromverbrauch verantwortlich zu machen; im einzelnen heißt es u.a.:

- Industrie: Allgemein rückläufige Abgabe: zwei Arbeitstage - entsprechend 9.5 % - weniger als im Vorjahresmonat (Osterfeiertage 1986 im März; 1985 im April).
- Tarifkunden: Leichter Anstieg bei nahezu gleichen Temperaturen gegenüber Vorjahresmonat.

Damit ist das derzeit realisierte Verfahren im Vergleich zum gewählten Modell zwar auch in der Lage, die wichtigsten **Ursachen** für eine Veränderung des Stromverbrauchs im Vergleich zum Vorjahr **zu identifizieren, nicht aber** die damit verbundenen Effekte **zu quantifizieren**.

Da diese Bewertung auch für die weiteren Monate aufrechterhalten werden kann, wollen wir diese nicht mehr explizit und ausführlich darstellen. Die Übersicht 7.2-47 faßt die Ergebnisse der Vergleiche zum Vorjahresmonat für sämtliche Monate des Jahres 1986 zusammen.

Effekt \ Monat	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
Abweichung aufgrund von Temperaturänderungen	-5.6	+4.3	-0.5	+3.2	-1.2	-4.6	+1.6	+0.2	+5.3	-2.3	-6.7	+1.9
Abweichung aufgrund der konjunkturellen Entwicklung	+0.3	-0.3	-1.3	-0.5	-1.5	-0.8	-1.2	-1.4	-0.9	-0.9	-0.4	-0.6
Änderung aufgrund der Ferientage	+0.2	0	-1.5	+1.7	-0.9	+0.7	+5.7	-4.6	-1.4	-0.2	0	+0.2
Änderung aufgrund der Werktage	0	0	-5.1	+5.7	-5.9	+6.4	0	-3.0	+3.1	0	0	+2.8
Änderung aufgrund der Sams- und Sonntage	0	0	-1.3	+1.5	+1.5	-1.5	0	+1.5	-1.6	0	0	-1.4
Änderung aufgrund der Feiertage	0	0	+3.4	-4.0	+1.3	-1.3	0	0	0	0	0	0
Gesamteffekt Werk- und Nicht-Werktage	0	0	-3.0	+3.2	-3.1	+3.6	0	-1.5	+1.5	0	0	+1.4
Sondereinflüsse	-1.0	-1.2	-1.1	-1.3	-1.3	-1.4	-1.4	-1.3	-1.3	-1.2	-1.1	-2.6
Unsystematische Schwankungen und langfristige Struktur- und Verhaltensänderungen	+0.7	+1.1	+3.8	-0.1	+0.6	+2.5	+0.4	-4.3	-3.4	+3.0	+1.8	+2.4
Gesamtänderung zum Vorjahresmonat	-5.4	+3.9	-3.7	+6.4	-7.4	0	+4.9	-12.9	-0.1	-1.7	-6.5	+2.7

Übersicht 7.2-47: Abweichungsanalyse zum Vorjahr - Einzelmonate 1986 gegenüber 1985

Da der **isolierte Vergleich einzelner Monate** eine Reihe zufälliger Schwankungen und Ungenauigkeiten beinhaltet, lassen sich aus diesen Werten nur unter großen Vorbehalten längerfristig wirksame Entwicklungen ableiten. Dieses um so mehr, als im Vergleich zum Vorjahresmonat unsystematische Schwankungen und langfristige Struktur- und Verhaltensänderungen nicht voneinander getrennt ausgewiesen werden (können). Trotz dieser Bedenken liefern die Ergebnisse Hinweise auf folgende Entwicklungen bzgl. struktur- und verhaltensbedingter Änderungen im Stromverbrauch:

- Relativ stabile Zunahme in den Monaten November und Dezember sowie Januar und Februar.
- Starke Schwankungen in den Monaten März bis Oktober, in denen sich stark positive Effekte (z.B. März) mit stark negativen Entwicklungen (z.B. August) abwechseln. Die möglichen Ursachen dieser Diskontinuitäten können, wenn wir von bloßen Meßfehlern u.ä. absehen, vor allem darin liegen, daß

  - ein stärker nivellierendes Heizverhalten auftritt - in dem Sinne, daß ab einem früheren Zeitpunkt geheizt wird, dafür jedoch bei kälteren Temperaturen weniger stark; so korrespondiert ein positiver Temperatureffekt in 1986 gegenüber 1985 mit einem negativen Verhaltenseffekt und vice versa (vgl. Übersicht 7.2-48):

Effekt \ Monat	März	Apr.	Mai	Juni	Jul.	Aug.	Sep.	Okt.
Temperatur	-0.5	+3.2	-1.2	-4.6	-1.6	+0.2	+5.3	-2.3
unsystematische Schwankungen/ Verhaltensänd.	+3.8	-0.1	+0.6	+2.5	+0.4	-4.3	-3.4	+3.0

Übersicht 7.2-48: Temperatur- und Verhaltenseffekt (%) im Vergleich zum Vorjahresmonat März bis Oktober 1986 gegenüber März bis Oktober 1985 - gesamte Landesversorgung

  - sich ferner in 1986 eine Veränderung hinsichtlich des Ferienverhaltens ergeben hat. So lassen sich die stark negativen unsystematischen bzw. Struktur- und Verhaltensänderungen im August und September (-4.3% bzw. -3.4%) auf die in diesen beiden Monaten fallenden Sommerferien zurückführen. Dabei läßt sich aus den Werten jedoch nicht entnehmen, ob es sich bei diesem Rückgang um einen unsystematischen, in 1986 einmalig auftretenden Effekt, oder um eine grundsätzliche langfristige Veränderung handelt, welche aus einem veränderten Ferien- (Freizeit-) Verhalten resultiert.

Da das Modell in diesem Zusammenhang nur **Hinweise** auf mögliche, sich vollziehende oder bereits stattgefundene Veränderungen geben kann, wären, um genauere Kenntnisse hierüber zu erlangen, weitere, außerhalb des Modells liegende Untersuchungen zu initiieren.

Den Vergleich zum Vorjahr wollen wir mit einer für das **Gesamtjahr** geltenden Analyse abschließen. Dazu ziehen wir den Vergleich zum Vorjahresmonat für Dezember 1986 heran und betrachten dabei die für das aufgelaufene Jahr ausgewiesenen Werte. Hieraus ergeben sich die in Übersicht 7.2-49 zusammengestellten Effekte, welche den im Vergleich zu 1985 um 1.8% rückläufigen Stromverbrauch in 1986 erklären. Danach ist der recht deutliche **Rückgang** des Stromverbrauchs in 1986 gegenüber dem Vorjahr durch **kurzfristige Effekte** - im wesentlichen Temperaturänderungen -0.5% und Konjunkturentwicklung -0.7% - und **Sondereinflüsse** (-1.4%) - im einzelnen durch die Chemische Industrie in Höhe von ca. 300 GWh und das Gewerbe u.a. in Höhe von ca. 29 GWh - zu erklären. Diese beiden Negativeffekte konnten noch in gewissem Umfang (0.8%) durch unsystematische Schwankungen und langfristig wirksame Struktur- und Verhaltensänderungen abgeschwächt werden.

	GWh		%	
Temperatureffekt		-126.3		-0.5
Konjunktureffekt		-175.2		-0.7
Änderung Ferientage		-13.6		-0.1
Änderung Werktage	58.0		0.2	
Änderung Sams- u. Sonntage	-29.0		-0.1	
Änderung Feiertage	0		0	
Gesamteffekt Werktage		29.0		0.1
Sondereinflüsse		-328.8		-1.4
Unsystematische Schwankungen und langfristige Struktur- und Verhaltensänderungen		183.8		0.8
Gesamtänderungen zum Vorjahr		-301.5		-1.8

Übersicht 7.2-49: Abweichungsanalyse zum Vorjahr - Gesamtjahr 1986 gegenüber 1985

7.2.4 Die Analyse der Erklärungsmodelle

Um genauere Angaben zu Ursachen und Gründen von Veränderungen im Stromverbrauch mit Hilfe des Modells herauszufinden, besteht die Möglichkeit, die Erklärungsmodelle einzelner Kundengrupen zu ana-

lysieren[1][2]. Zweckmäßigerweise greifen wir uns hierzu die **wichtigste Kundengruppen**, also mittelbare Versorgung, Tarifkunden, Gewerbe u.a sowie die öffentlichen Einrichtungen heraus[3]. Deren Regressionsmodelle auf Basis 1/1985 bis 12/1986 sind im Anhang wiedergegeben.

Als **zentrale Ergebnisse** lassen sich folgende Entwicklungen aus dem zeitlichen Verlauf einzelner Regressionskoeffizienten und der statistischen Kenngröße zur Kennzeichnung der Modelle ableiten:

- Es treten erhebliche **Diskontuinitäten** für den Bereich der Tarifkunden zwischen 1985 und 1986 auf, was sich an der nahezu kontinuierlichen Verschlechterung der Bestimmtheitsmaße und der F-Werte für diese Kundengruppe zeigt. D.h., in den letzten beiden Jahren haben Entwicklungen stattgefunden, die eine Erklärung des Stromverbrauchs der Tarifkunden erheblich erschwert haben. Dabei spielen in diesem Zusammenhang sicherlich aber auch die an anderer Stelle bereits mehrfach angesprochenen Daten- und Ableseprobleme eine wichtige Rolle.
- Für einzelne Kundengruppen sind starke **Sättigungstendenzen** auszumachen. Hauptindizien hierfür sind

  - das völlige Fehlen eines Trends (Tarifkunden) oder die tendenzielle Verringerung des Trend-Koeffizienten im Zeitablauf (öffentliche Einrichtungen);
  - ein stabiler Verlauf des Basisstromverbrauchs, wobei gleichzeitig der Verlauf anderer Regressionskoeffizienten insbesondere bzgl. der Heizgradtage, der Sonnenscheindauer und der Trendvariablen ebenfalls stagniert (z.B. mittelbare Versorgung).

- Geringe, aber offensichtlich vorhandene **Wachstumsaussichten** können lediglich beim Gewerbe ausgemacht werden. Bei einem relativ hohen, im Zeitablauf nur gering schwankenden Basisstromverbrauch steigen die Regressionskoeffizienten der Trendvariablen in geringem Maße sowie die der Heizgradtage allerdings recht deutlich und kontinuierlich an.
- **Nivellierungstendenzen** zeigen sich bei den Tarifkunden. Die Regressionskoeffizienten derjenigen Einflußfaktoren, die die saiso-

---

[1] Hinter dieser Möglichkeit zur Abweichungsanalyse verbirgt sich im Kern der "... Test auf Strukturbruch mit Hilfe der Regressionsanalyse" (SCHNEEBERGER 1981,S.133). Dieses Verfahren liefert mit Hilfe zweier zu verschiedenen Zeitpunkten aufgestellten Regressionsanaylsen statistisch abgesicherte Informationen darüber, ob ein Strukturbruch stattgefunden hat oder nicht (vgl. dazu insbesondere CHOW 1960,S.591ff.).

[2] Einen Teilaspekt dieser Analyse haben wir bereits im vorherigen Kapitel kennengelernt. Dieser betraf die in der Trendvariablen erfaßten Struktur- und Verhaltensänderungen. Wir wollen deshalb an dieser Stelle nicht weiter auf diese Größe eingehen.

[3] Für die Industrie existieren 15 Einzelmodelle, die wir hier nicht alle betrachten wollen und können; der Betriebsverbrauch und die Verkehrskunden können a) wegen ihrer geringen Bedeutung vernachlässigt werden und lassen b) wegen der relativ schlechten Erklärungsmodelle (vgl. dazu 4.2.5) kaum aufschlußreiche Ergebnisse erwarten.

nalen Schwankungen verursachen, bleiben im Zeitablauf bei leicht steigendem Basisstromverbrauch stabil[1] bzw. nehmen sogar leicht ab[2]. Die Ursachen hierfür sind vielschichtig:

- Eine Ursache dieser Nivellierungstendenzen ist u.E. in der zunehmenden Verwischung traditioneller Arbeits-Freizeit-Strukturen zu suchen. Die **Flexibilisierung der Arbeitszeiten** als ein Beispiel führt dazu, daß immer mehr Personen auch während der Werktage frei haben, andererseits aber auch verstärkt an Nicht-Werktagen gearbeitet wird.
- Eine weitere Ursache liegt u.E. in der **Entkopplung der Beschäftigung** vom Wirtschaftswachstum. Ging bislang eine höhere industrielle Nettoproduktion (kurzfristig) mit einem sinkenden Stromverbrauch der Tarif- (Haushalts-) Kunden einher, so ist dieser Zusammenhang in den letzten beiden Jahren offensichtlich erheblich abgeschwächt worden[3]. Dieses läßt sich u.a. auch mit der angesprochenen Flexibilisierung der Arbeitszeiten erklären, da zur Steigerung der Produktion seltener neue Beschäftigte benötigt werden, die dann im Haushalt weniger Strom verbrauchen (können). Darüber hinaus läßt sich argumentieren, daß die Einkommen der Beschäftigten und damit der Haushalte nicht mehr in dem Maße an einer Steigerung der industriellen Produktion partizipieren wie noch vor wenigen Jahren. Außerhäusliche, d.h. in der Regel relativ teurere, aber den (Haushalts-) Stromverbrauch mindernde Aktivitäten werden durch diesen Trend gebremst. Diese Hypothese läßt sich zudem an dem deutlichen Absinken des Regressionskoeffizienten für die Ferientage belegen: die Ferientage vermindern in immer geringer werdendem Maße den (Haushalts-) Stromverbrauch, da weniger verreist wird.

- Ein weiteres Ergebnis, das zwar nur indirekt aus den Erklärungsmodellen zum Stromverbrauch abgelesen werden kann, aber an dieser Stelle dargelegt werden soll, da es eng mit den vorherigen Ergebnissen zusammenhängt, betrifft die Preis(un)abhängigkeit des Stromverbrauchs. (Kurzfristig) besteht ein weitgehend **preisunelastisches Verhalten** (vgl. z.B. auch KRISHNAN 1984,S.114); es läßt sich zumindest bei dem im Modell gewählten Prognosegegenstand kein (kurzfristig) preiselastisches Verhalten nachweisen, was sich aus verschiedenen Gründen erklärt:

  - **Generell** führen die besonderen Charakteristika des Gutes "Strom" zu einem (kurzfristig) tendenziell preisunelastischen Verhalten (vgl. dazu im einzelnen Punkt (2) in 2.2.3).
  - Der im Modell gewählte Betrachtungszeitraum von einem Monat führt ferner zu einer **Überlagerung** der langfristig wirksamen preiselastischen Verhaltenseffekte, so daß insgesamt ein preiselastisches Verhalten kaum noch isoliert werden kann.

---

[1] So z.B. der Einfluß der Heizgradtage ab 3/1985.

[2] Z.B. der Einfluß der Ferien oder der Sonnenscheindauer.

[3] Der Regressionskoeffizient der Tarifkunden bzgl. der industriellen Nettoproduktion des Bergbaus und des gesamten verarbeitenden Gewerbes sank nahezu kontinuierlich von -2.7417 für das Modell auf Basis 1/1985 auf -1.4182 für das Modell auf Basis 12/1986.

- Bei den **Haushaltskunden** führt das rollierende Ableseverfahren mit den damit verbundenen Abschlagszahlungen zu zwei Effekten, die bei dem im gewählten Modell herangezogenen Prognosegegenstand den Nachweis eines eventuell vorhandenen preiselastischen Verhaltens verhindert:

  1.) Da die Rechnungserstellung bis zu einem Jahr nach einer Preiserhöhung erfolgen kann, wird der größte Teil der Haushaltskunden erst in beträchtlichem zeitlichem Abstand mit einer Preiserhöhung direkt konfrontiert.
  2.) Die rollierende Ablesung und Rechnungserstellung führt dazu, daß die Haushaltskunden zu unterschiedlichen Zeitpunkten eine Preiserhöhung greifbar spüren. Dieses führt zu einer Verwischung eventuell vorhandener Preisreaktionen, wenn, wie bei dem gewählten Modell, die Gesamtheit der Haushaltskunden betrachtet wird.

Insgesamt weist die Analyse der Erklärungsmodelle auf eine Reihe langfristig wirksamer, für strategische Überlegungen emminent wichtiger Entwicklungen im Stromverbrauch hin und gibt Hinweise für strategische Stoßrichtungen, indem mögliche Ursachen dieser Entwicklungen aufgedeckt werden. Durch Ausnutzung der Möglichkeiten zu weiteren, verfeinerten Analysen, ließen sich diese Ergebnisse teilweise weiter konkretisieren. Neben der Analyse der einzelnen Industriebranchen bietet es sich vor allem an, Regressionsmodelle mit einem Konfidenzniveau von 0% zu verwenden und/oder den Regressionsmodellen eine unterschiedliche Anzahl an Basiswerten zugrundezulegen. Hierdurch würden zum einen Strukturbrüche in den Modellen ausgeschaltet werden, zum anderen weitere Informationen zu stattgefundenen Veränderungen generiert werden.

7.3 Zusammenfassende Auswertung der beispielhaften Modellanwendung

Auf einer generellen, sehr allgemeinen Ebene ist zunächst festzuhalten, daß der in 1986 eingetretene Rückgang in der **gesamten Landesversorgung**, der vor allem auf Sondereinflüsse in erheblicher Größenordnung zurückzuführen ist, vom Modell weitgehend vorhergesagt und erfaßt werden konnte. Gegenüber dem derzeit in der Pilotunternehmung realisierten Verfahren zur kurzfristigen Stromverbrauchsprognose und -analyse treten bereits bei der Betrachtung der gesamten Landesversorgung die elementaren Vorteile des gewählten Modells deutlich hervor:

- eine wesentliche Verbesserung der Prognose der monatlichen Stromverbräuche;
- teilweise eine noch deutlichere Verbesserung der Prognose von Wendepunkten im (monatlichen) Stromverbrauch und der Differenzen im Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Monaten;
- die Möglichkeit zur eindeutigen Identifizierung und Quantifizierung von Einflüssen, die zu Abweichungen im (monatlichen) Stromverbrauch gegenüber der Prognose und gegenüber dem Vorjahr geführt haben.

Diese Vorteile können (natürlich) zum einen sämtliche **Entscheidungen** verbessern, in denen Informationen zum Stromverbrauch benötigt werden. Die zentrale Position der Stromverbrauchsprognose in einem EVU (vgl. dazu 2.2.3) führt dazu, daß nahezu alle (wichtigen) Entscheidungen in einem EVU - direkt oder indirekt - von Informationen über den Stromverbrauch bzw. dessen Entwicklung abhängen.

Darüber hinaus weist das gewählte Modell Vorteile auf, die insbesondere im Hinblick auf die **Flexibilität eines EVU** wesentliche Verbesserungsmöglichkeiten beinhalten. Von den o.g. elementaren Vorteilen des Modells sind in diesem Zusammenhang zunächst die deutliche Verbesserung der Prognosefähigkeit hinsichtlich von Wendepunkten und den Differenzen im Stromverbrauch zwischen zwei aufeinanderfolgenden Monaten zu erwähnen. Durch eine Verbesserung dieser Informationen wird das EVU in die Lage versetzt, gezielt in allen Funktionsbereichen die zum Ausgleich dieser Differenzen benötigte Varietät bereitzustellen.

Insbesondere die im Rahmen von Ex-Post-Prognose, Abweichungsanalyse und Analyse der Erklärungsmodelle mögliche **Identifizierung** und **Quantifizierung** von **Einflüssen**, die zu Abweichungen im prognostizierten Stromverbrauch oder im Vergleich zum Vorjahr geführt haben, weisen erhebliche flexibilitätssteigernde Wirkungen auf: das EVU wird in die Lage versetzt, schneller und zielsichererer auf sich abzeichnende langfristig wirksame Veränderungen im Stromverbrauch zu reagieren. Damit leistet diese Modelleigenschaft insbesondere einen Beitrag zur Erhöhung der Reaktionsschnelligkeit eines EVU und trägt zur Selektionsverstärkung in nicht unerheblichem Umfang bei.

Für die **beispielhafte Modellanwendung** ergaben sich in diesem Zusammenhang vor allem folgende Ergebnisse für 1986:

- Auftreten starker, in ihrer Entwicklung jedoch noch nicht eindeutig identifizierbarer **Diskontinuitäten**, insbesondere für die Industriekunden und den Tarifbereich.
- Starke **Sättigungstendenzen** in vielen Bereichen - insbesondere wieder bei den Tarifkunden und der Industrie -, so daß sich für diese Kundengruppen momentan kaum Wachstumschancen abzeichnen.
- **Wachstumsmöglichkeiten** bei der mittelbaren Versorgung, dem Gewerbe u.a. und mit großen Vorbehalten bei den öffentlichen Einrichtungen.

Hieraus lassen sich eine Reihe **unternehmenspolitischer Anregungen**, aber auch **Hinweise** für weitere, in Zukunft durchzuführende **detailliertere Analysen** ableiten:

- Die insgesamt eher als gering einzustufenden Wachstumsmöglichkeiten des Stromverbrauchs lassen u.E. eine grundlegende **unternehmenspolitische Umorientierung der EVU** angebracht erscheinen. Der Aufbau großer, teilweise deutlich überdimensionierter Kraftwerkskapazitäten und das anschließende passive Abwarten, ob diese benötigt werden, ist bei den nur noch sehr gering gegebenen Wachstumsaussichten eine kaum geeignete Unternehmungsstrategie. Ansatzpunkte einer Unternehmungspolitik, welche die derzeit offensichtlich gegebenen Bedingungen stärker beachtet, sind etwa:

- aktivere, **aggressivere Marketingstrategien** - ggf. unter Beachtung energiepolitischer Nebenbedingungen - zu einer Ausnutzung noch gegebener Marktpotentiale;
- stärkere **Diversifikation** der EVU, wobei sich aufgrund des speziellen Unternehmungstypes bestimmte Bereiche besonders aufdrängen:

  1.) Andere **leitungsgebundene Energieträger**, wie Gas und Fernwärme;
  2.) Andere **Erzeugungstechniken**, wie z.B. mit Hilfe von Biogas;
  3.) **Energieähnliche Dienstleistungen**, wie z.B. der Bereich der Wärmedämmung oder der Abschluß von Wärmelieferungsverträgen;
  4.) Aktivitäten im Bereich der **Elektrogeräteherstellung** oder allgemeiner im Bereich von **Technologien**, die sich mit der Herstellung von **Geräten zur Energieverwendung** beschäftigen.

- **Veränderung** der **Aktivitäten im Energiebereich**, indem die EVU z.B. verstärkt als Kapitalgeber für alternative Energieprojekte auftreten, selbst verstärkt neue Technologien erforschen und ggf. vertreiben, oder versuchen, im Rahmen einer zunehmenden Dezentralisierung der Elektrizitätsversorgung als Teilhaber oder Dienstleistungsunternehmen aufzutreten.

Welche dieser strategischen Stoßrichtungen eingeschlagen werden kann oder soll, kann nicht Gegenstand des Modells und dieser Arbeit sein; das Modell kann lediglich darauf hinweisen, daß etwas geschehen muß.

- **Weitere Analysen** sind insbesondere **kundengruppenspezifisch** auszurichten. Die angesprochenen geringen Wachstumsaussichten lassen es notwendig werden, stärker ins Detail zu gehen, um die verbleibenden Marktpotentiale noch ausnutzen zu können.

- Ferner scheinen sich derzeit **grundlegende Veränderungen** zu konkretisieren, die relativ ausgeprägte, in ihren Auswirkungen bislang jedoch noch nicht diskriminante Veränderungen im Stromverbrauch mit sich bringen. Beispielhaft wären die Auswirkungen einer zunehmenden Verkürzung und Flexibilisierung der Arbeitszeit auf den Industrie- und Tarifbereich zu untersuchen. Ebenso wären verstärkt die Auswirkungen des gestärkten Energie (Kosten-) Bewußtseins in Industriebetrieben auf den Stromverbrauch der Industrie zu analysieren.
- Als weiterer Gegenstand tiefergehender Untersuchungen weisen die Modellergebnisse auf die zunehmende Dezentralisierung der Elektrizitätsversorgung im Sinne einer **Rekommunalisierung** hin: wie wirkt sich der zunehmende Übergang direktversorgter Kunden eines EVU in die indirekte Versorgung auf den Stromverbrauch aus ?

Damit hat **zusammenfassend** die beispielhafte Modellanwendung gezeigt, daß das Modell auch unter realen Gegebenheiten in der Lage ist, die mit ihm verfolgten Ziele effizient zu erfüllen. Das Modell konnte auf Entwicklungen aufmerksam machen, die eine langfristig wirksame Veränderung des Stromverbrauchs eventuell zur Folge haben könnten, und konnte die Voraussetzungen steigern, daß sich das betrachtete EVU an stattgefundene oder sich abzeichnende Veränderungen besser anpassen kann.

8. Zusammenfassende Retro- und Prospektive

Abschließend wollen wir kurz die in der Arbeit eingeschlagene Vorgehensweise zusammenfassen (vgl. dazu 8.1). In dieser **Retrospektive** werden noch einmal die wesentlichen Gedanken und Zusammenhänge der vorliegenden Arbeit deutlich. Daran schließt sich ein Ausblick **(Prospektive)** an, in dem die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse der Arbeit skizziert werden sowie aus der Arbeit hervorgegangener Forschungsbedarf aufgezeigt wird (vgl. dazu 8.2).

8.1 Rückblickende Zusammenfassung: Grenzen und Möglichkeiten der adaptiven Regressionsanalyse

Ausgangspunkt und das **zentrale Problem** der gesamten Arbeit war die Frage:

> In welchem Maße kann ein **adaptives Regressionsmodell**, das zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse in einem EVU eingesetzt wird, zur Steigerung dessen Flexibilität beitragen ?

Zur Beantwortung dieser Frage haben wir zunächst den Begriff der **Flexibilität** präzisiert (vgl. dazu 1.3). Das zentrale Ergebnis dieses Präzisierungsversuches war die Zerlegung des Flexibilitätsphänomens in einzelne notwendige Komponenten (Voraussetzungen) (vgl. dazu 1.3.4), mit deren Hilfe es möglich ist, im Rahmen einer Forschung durch Entwicklung (vgl. dazu 1.1) in die Praxis umsetzbare Empfehlungen für die Gestaltung von Instrumenten der Unternehmungsführung herzuleiten, welche die Flexibilität (meßbar) positiv beeinflussen (vgl. dazu 1.3.5).

Bevor wir derartige Gestaltungsempfehlungen für den Bereich der (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse hergeleitet haben, mußte gezeigt werden, warum ein EVU überhaupt Flexibilität benötigt und das **Ziel einer Flexibilitätssteigerung** verfolgen sollte (vgl. dazu 2.1). Ferner mußte an dieser Stelle gezeigt werden, warum eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose grundsätzlich überhaupt eine zentrale Bedeutung für die Flexibilität eines EVU besitzt (vgl. dazu 2.2).

Die Abgabe von Empfehlungen zur Gestaltung eines flexibilitätsgerechten (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose- und -analysemodells haben wir anschließend mit einer systematischen, konzeptionell begründeten **Darstellung der Gestaltungsmöglichkeiten** eröffnet (vgl. dazu 3.). Innerhalb dieser Darstellung wurden in einer Synopse eine Vielzahl der kaum noch zu überblickenden Modelle zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse vorgestellt (vgl. dazu 3.4). Hierbei wurden noch einmal die elementaren forschungsstrategischen Mängel und gestaltungstechnischen Fehlspezifikationen deutlich, die es bislang verhindert haben, daß die Modelle zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Flexibilität in einem EVU leisten konnten:

- nur wenige Modelle wurden für ein spezielles EVU entwickelt, dort implementiert und im Rahmen echter Prognosen getestet;

- bei einer Vielzahl der Modelle steht fast ausschließlich der Erklärungsaspekt im Vordergrund - diese Modelle vernachlässigen daher zentrale Punkte, die u.E. für eine flexibilitätsgerechte Gestaltung einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse unabdingbar sind; beispielsweise wird bei der Modellaufstellung nicht darauf geachtet, daß die im Modell benötigten Daten nicht nur für die Vergangenheit, sondern auch für die Zukunft verfügbar sein müssen;
- keines der Modelle wurde explizit unter dem Aspekt entwickelt, die Flexibilität eines EVU zu erhöhen[1] - eine flexibilitätsgerechte Gestaltung kann daher nur rein zufällig entstehen.

Hierauf aufbauend wurde das von uns **gewählte Modell entwickelt** (vgl. dazu 4.), dessen **Kerngedanke** die **adaptive Regression** ist. Diese führt zu einem mit Hilfe einer (multiplen) Regressionsanalyse aufgestellten Modell, das kontinuierlich mit dem Bekanntwerden neuer Informationen aktualisiert wird, indem die aktuellen Daten an die Regressionsbasis angehängt und dafür entsprechend viele Werte vom Beginn der Basis abgeschnitten werden. Durch diese Vorgehensweise wird gesichert, daß

- zur **Prognose** immer die **aktuellsten Informationen** zugrundegelegt werden, wodurch einerseits die Prognosequalität generell verbessert, andererseits explizit dem Flexibilitätsgedanken Rechnung getragen wird, da das Prognosemodell immer an sich vollziehende Veränderungen angepaßt wird;
- eine **Basis** für eine theoretisch fundierte Vorgehensweise zur **Kontrolle und** insbesondere für die **Analyse** der Stromverbräuche geschaffen wird, indem Regressionsmodelle, die auf verschiedenen Datenbasen erstellt wurden, miteinander verglichen werden können.

Voraussetzung für die Aufstellung eines derart adaptiven Regressionsmodells zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse war die **Formulierung eines Erklärungsmodells** zum Stromverbrauch (vgl. dazu 4.2.1). Damit dieses als Grundlage eines adaptiven Regressionsmodells dienen konnte, mußte es sich um ein **kausales Modell** handeln, da mit dessen Hilfe diejenigen Größen herausgearbeitet werden können, die (kurzfristig gesehen) den Stromverbrauch determinieren bzw. zumindest abgeschwächt formuliert beeinflussen. Die letztendlich mit Hilfe des formulierten Erklärungsmodells herausgearbeiteten Determinanten des Stromverbrauchs (vgl. dazu im einzelnen 4.2.2) sind dabei relativ gut in der Lage, die Schwankungen in den monatlichen Stromverbräuchen einzelner Kundengruppen zu erklären (vgl. dazu 4.2.3 und 4.2.5).

Nach der grundlegenden Formulierung und Entwicklung des adaptiven Regressionsmodells waren wir in der Lage, auf einer recht abstrakten und theoretischen Ebene erste Aussagen zu der **Effizienz** des gewählten Modells abzugeben. Dazu wurden die in Kapitel 1.3.4 herausgearbeiteten Voraussetzungen der Flexibilität formal mit den in Kapitel 3. unterschiedenen Gestaltungsdimensionen einer (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse verknüpft (vgl. dazu 5.1). Auf

[1] Eine Ausnahme bildet WIGGINS (1984), der die Erhöhung der Flexibilität in einem EVU jedoch lediglich zum Anlaß und nicht zum Gestaltungsziel eines Stromverbrauchsprognosemodells nimmt.

dieser Basis konnte dann das gewählte Modell nach den Gestaltungsdimensionen aufgespalten und mit anderen grundsätzlichen Gestaltungsalternativen hinsichtlich seiner flexibilitätsfördernden Wirkungen verglichen werden (vgl. dazu 5.2 und 5.3). Hierbei zeigte sich bereits eine grundlegende Überlegenheit des gewählten Modells, auch wenn im Rahmen der eigentlichen Forschung durch Entwicklung zu beachtende praktische Restriktionen (vgl. dazu insbesondere 4.1) bei einzelnen Gestaltungsdimensionen eine (theoretische) Optimallösung verhinderten.

Das in Kapitel 4. in seiner grundlegenden Form aufgestellte Modell bedurfte zu seiner praktischen Anwendung einer weiteren Konkretisierung. Diese war Gegenstand des Kapitel 6. und bezog sich in erster Linie auf Einzelprobleme, die bei der **(EDV-technischen) Realisierung** des gewählten Modells in der Pilotunternehmung aufgetreten sind. Bei der Lösung dieser Probleme, wie etwa dem Verfahren zur Aktualisierung der im Modell benötigten Daten oder des (kurzfristigen) Konjunkturprognoseverfahrens, wurden solche Wege gewählt, die zur Flexibilität des Modells selber in besonderem Maße beitragen und somit den Gedanken der adaptiven Regression unterstützen.

Die (EDV-mäßige) Realisierung des gewählten Modells in einer Pilotunternehmung erlaubte es uns nun, das Modell unter realen Gegebenheiten im Rahmen einer **beispielhaften Modellanwendung** zu testen und zu erproben. Dazu wurden ausgehend von 1/1985 echte Prognosen für 1986 generiert, anschließend die Stromverbräuche analysiert und sämtliche Ergebnisse mit dem derzeit in der Pilotunternehmung realisierten Verfahren zur (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognose und -analyse verglichen. Mit Hilfe der im theoretischen Teil abgeleiteten Maßstäbe zur Beurteilung der Ergebniseffizienz (vgl. dazu 5.4) konnte dabei die grundsätzliche, bei Betrachtung der Monatsverbräuche ausgewählter Kundengruppen i.allg. recht **deutliche Überlegenheit des gewählten Modells** gegenüber dem derzeitigen Verfahren gezeigt werden.

Ferner wurden im Rahmen der beispielhaften Modellanwendung **verschiedene Modellversionen** miteinander verglichen, um die Vor- und Nachteile eines adaptiven mit denen eines herkömmlichen (Regressions-) Modells zu verdeutlichen. Dabei konnte insgesamt gezeigt werden, daß die adaptive Version des gewählten Modells zu den besten Prognoseergebnissen führt. Beispielsweise verringert das adaptive Regressionsmodell sämtliche untersuchten Fehlermaßstäbe bzgl. der Ex-Post-Prognosewerte im Zeitablauf, d.h. von einem Monat zum nächsten, hoch signifikant. Darüber hinaus schafft die adaptive Modellversion vor allem aber erst wesentliche Möglichkeiten bzw. Voraussetzungen zur Analyse der Stromverbräuche.

Nachteile könnten sich jedoch durch die Adaptivität des Modells ergeben, indem ein ständiges Verändern der Prognosewerte zu Akzeptanzproblemen beim Prognoseverwender führt[1]. So traten im beispielhaft betrachteten Prognosejahr 1986 zu Beginn des Jahres stromverbrauchs-

[1] Da der derzeitige Stand der Modellimplementierung über den Testbetrieb noch nicht hinausgegangen ist, können noch keine genaueren Aussagen zu Akzeptanzproblemen bzgl. des Modells bzw. der Modellergebnisse abgegeben werden.

steigernde Effekte auf, welche die Jahresprognosen konsequenterweis in die Höhe trieben. Diese stromverbrauchssteigernden Effekte wurde jedoch ab April 1986 kompensiert, so daß sich am Ende ein Stromverbrauch für 1986 ergab, der weitgehend auf einem Normalniveau lag. Während die adaptive Version des gewählten Modells die Prognosewert zunächst steigerte, bewegten sich die herkömmliche Modellversion un das derzeit realisierte Verfahren nach wie vor auf einem "Normalniveau", da die zusätzlichen Informationen zu Beginn von 1986 ignoriert bzw. nicht verarbeitet wurden.

Wir sind jedoch der Meinung, daß man nicht immer darauf vertrauen kann und darf, daß sich derartige kompensierende Effekte ereignen; sie scheinen uns eher die Ausnahme zu sein. Daher muß die **adaptive Regression insgesamt** als eine Möglichkeit bezeichnet werden, bessere (kurzfristige) Stromverbrauchsprognosen aufzustellen, vor allem aber schafft sie die Basis, Gründe für Veränderungen und Schwankungen im Stromverbrauch genauer zu identifizieren und zu quantifizieren. Hiermit wurden erheblich positive Wirkungen bzgl. einer Reihe von Flexibilitätskomponenten - i.e. Steigerung der Reaktionsschnelligkeit, erhöhte informative Umweltkopplung, Verbesserung selektionsverstärkender Wirkungen - erzielt, so daß das hier entwickelte Modell auf der Basis einer adaptiven Regression **erheblich zur Steigerung der Flexibilität in einem EVU beiträgt.**

8.2 Die (wesentlichen) Ergebnisse und Erkenntnisse der Arbeit

Die vorausgegangenen Ausführungen beinhalten zahlreiche Ergebnisse und Erkenntnisse, die sich z.T. auf recht **unterschiedlichen Ebenen** bewegen. Im folgenden wollen wir die wesentlichen Ergebnisse und Erkenntnisse der Arbeit zusammenfassen, wobei von einer sehr konkreten Ebene, auf der noch einmal die wichtigsten Ergebnisse der beispielhaften Modellanwendung genannt werden, ausgegangen wird. Durch eine zunehmende Abstraktion wird über eine Modellebene zu sehr allgemeinen, betriebswirtschaftlichen Erkenntnissen fortgeschritten, wobei eine Loslösung von der speziellen Untersuchungseinheit, den EVU, erfolgt.

8.2.1. Unternehmerische - pragmatische Ebene

Auf einer unternehmerischen - pragmatischen Ebene liefert die vorliegende Arbeit Ergebnisse und Erkenntnisse für die in der beispielhaften Modellanwendung betrachteten **Pilotunternehmung** (VEW) und für **EVU im allgemeinen.**

Zunächst ergeben sich zahlreiche Implikationen aus der **beispielhaften Modellanwendung** für die Pilotunternehmung. Diese Ergebnisse lassen sich u.E. mit geringfügigen Einschränkungen auch auf andere EVU übertragen. Da wir diese Ergebnisse ausführlich in Kapitel 7.2 abgeleitet und dargestellt, sowie in Kapitel 7.3 zusammengefaßt haben, wollen wir an dieser Stelle auf diese Abschnitte verweisen und lediglich folgende zentrale Ergebnisse hervorheben:

- Zukünftig sind nur noch **geringe Wachstumsimpulse** für den Stromverbrauch zu erwarten, wobei sich bei einigen Kundengruppen deutliche Sättigungstendenzen abzeichnen.
- Durch zunehmende Dezentralisierungstendenzen, gezieltes Energiemanagement in Industriebetrieben und grundlegende Veränderungen in gesellschaftlichen Strukturen - insbesondere Flexibilisierung der Arbeit, Entkopplung der Beschäftigung vom Wirtschaftswachstum - ist mit einem **starken**, in seinen Auswirkungen auf den Stromverbrauch noch nicht genau abschätzbaren **Druck** aus dem **Unternehmungsumfeld** zu rechnen.

Als **Konsequenzen** hieraus, die einen erheblichen Forschungsbedarf für die Zukunft anzeigen, sind insbesondere von den EVU zu fordern,

- daß sich die EVU **mit** den o.g. **Veränderungen** im Stromverbrauch intensiver **auseinandersetzen**, um in Zukunft bei einer weiteren Konkretisierung dieser Diskontinuitäten besser gewappnet zu sein, als dieses in der Vergangenheit der Fall war;
- daß **detalliertere Untersuchungen** zu den o.g. Veränderungen durchgeführt werden, um weitere, genauere Informationen über diese Tendenzen zu erlangen;
- daß eine **flexible Planung** implementiert wird, mit deren Hilfe es möglich ist, auf alternative Entwicklungen der Umwelt zu reagieren -, wobei es insbesondere wichtig ist, sich auch auf ggf. unerwünschte Entwicklungen einzustellen;
- daß wegen der verschlechterten Wachstumsaussichten im Rahmen einer **grundlegenden Veränderung der Unternehmungspolitik** neue Wege gesucht und gefunden werden, um in Zukunft nicht an Bedeutung, Stellenwert und unternehmerischem Erfolg einzubüßen[1].

Diese Ergebnisse und Konsequenzen lassen sich mit gewissen Vorbehalten für alle EVU der Bundesrepublik Deutschland festhalten. **Unternehmungsspezifisch** ist dagegen ein weiteres Ergebnis, das die Vorgehensweise zur Ablesung der Tarifkunden betrifft.

In den vorangegangenen Kapiteln wurde an mehreren Stellen deutlich, daß das derzeit in der Pilotunternehmung verwendete **Verfahren zur Ablesung der Tarifkunden** und daraus resultierend das Verfahren zur Berechnung der monatlichen Stromverbräuche der Tarifkunden sich stark restriktiv auf die Qualität der Prognosen und Erkenntnisse über deren Stromverbrauch auswirkt. Eine Veränderung des Verfahrens in der Art, daß monatlich[2] der Stromverbrauch statistisch repräsentativ ausgewählter Tarifkunden abgelesen wird, würde relativ problemlos Abhilfe schaffen können und so u.a. zu einer deutlichen Verbesserung des hier entwickelten Modells beitragen.

---

[1] Einige Ansatzpunkte hierzu wurden in 7.3. skizziert.

[2] Es bestünde u.E. sogar die Möglichkeit, für die innerhalb einer Woche abgelesenen Kunden statistisch repräsentative Auswahlkriterien zugrundezulegen, um auf diese Art und Weise relativ genaue Angaben über den wöchentlichen Stromverbrauch zu erhalten.

8.2.2 Modellebene

Die zentralen Ergebnisse und Erkenntnisse der Arbeit auf der Modellebene, welche als Verbindung zwischen realer und theoretischer Ebene begriffen werden kann, betreffen in erster Linie die **Grenzen und Erweiterungsmöglichkeiten** des Modells sowie im Rahmen der Modellentwicklung, der Modellimplementierung und der beispielhaften Modellanwendung gewonnene Erkenntnisse zu **Anwendungsempfehlungen**.

8.2.2.1 Erweiterungsmöglichkeiten des Modells

Das gewählte Modell, welches zur kurzfristigen Stromverbrauchsprognose und -analyse dient, macht nur einen - wenn auch sehr wichtigen - Teil des gesamten Informationssystems eines EVU aus. Hieraus ergeben sich **verschiedene Ansatzpunkte**, das gewählte Modell von anderen Teilen des gesamten Informationssystems abzugrenzen. Diese Ansatzpunkte bilden quasi natürliche (System-) Grenzen, welche zum einen die Grenzen des Modells darstellen, zum anderen aber auch Hinweise **für Erweiterungsmöglichkeiten** liefern. Im einzelnen handelt es sich dabei um:

- Eine **horizontale Abgrenzung**, indem das Modell nur die Stromverbräuche betrachtet. Daneben werden in einem EVU Informationen über zahlreiche weitere Größen benötigt, welche gewissermaßen mit den Stromverbräuchen auf einer Ebene stehen.
- Eine **vertikale Abgrenzung**, da das Modell auf die kurzfristige Betrachtung der Stromverbräuche beschränkt ist. Dieser kurzfristigen Betrachtungsweise sind die sehr kurzfristige und die langfristige Betrachtung der Stromverbräuche unter- bzw. übergeordnet.
- Schließlich ergibt sich eine **interne Abgrenzung**, welche sich auf das Modell selber erstreckt und den Grad der (Modell-)Abstraktion betrifft: jedes Modell kann aufgrund bestimmter Restriktionen - z.B. zeitlicher Art oder den begrenzten Möglichkeiten einer Komplexitätsbewältigung - nur bis zu einer gewissen Grenze die Realität wiedergeben.

Diese drei Abgrenzungsmöglichkeiten wollen wir im folgenden dazu heranziehen, die beim derzeitigen, aktuellen Modell bestehenden Grenzen aufzuzeigen und daraus wesentliche Erweiterungsmöglichkeiten herauszuarbeiten. Das Schwergewicht sollte aber insgesamt auf der themenspezifisch besonders relevanten internen Abgrenzung liegen.

(1) Horizontale Abgrenzung

Auch wenn Informationen über den zukünftigen Stromverbrauch eine zentrale Rolle innerhalb der gesamten Planungen eines EVU einnehmen (vgl. dazu auch 2.2.3), so ist der zukünftige Stromverbrauch **nur eine von vielen Größen**, die in die Entscheidungen eines EVU einfließen. So dürfte z.B. der derzeit größte Anpassungsbedarf der EVU weniger die Absatzmengen und den Absatzmarkt, als vielmehr die Produktion und den Beschaffungsmarkt, also etwa die Frage nach dem zukünftigen

grundsätzlichen Energiepfad[1], betreffen. Viele der für derartige Entscheidungen benötigten Informationen werden in dem gewählten Modell nicht abgebildet.

Erweiterungsmöglichkeiten bestehen in diesem Zusammenhang vor allem in der **Integration** des (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognosemodells **in** ein umfassendes **Gesamtunternehmungsmodell** (Corporate Model) eines EVU. Dieses könnte beispielsweise zu der in Abb.8.2-1 visualisierten Einbindung der Stromverbrauchsvorhersagen in ein Gesamtunternehmungsmodell führen[2].

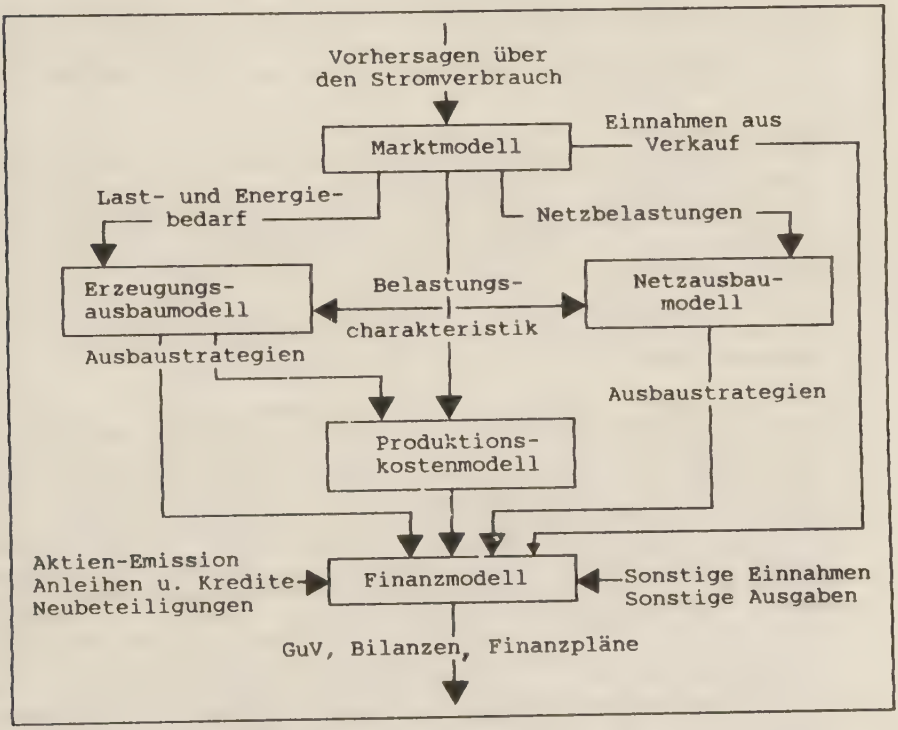


Abb.8.2-1: Die Stellung der Stromverbrauchsvorhersagen in einem Gesamtunternehmungsmodell eines EVU (Quelle: analog ZEISE 1982,S.13)

---

[1] Also etwa zügiger Ausbau der Kernenergie oder verstärkte Förderung von Energiesparmaßnahmen bei gleichzeitigem Einsatz erneuerbarer Energien (vgl. dazu z.B. BAUERSCHMIDT 1985,S.52ff.).

[2] Vgl. ferner hierzu CARLIN 1969,S.75ff.; WOOD 1971,S.11ff.; 1973,S.351ff.; TRÖSCHER 1973,S.363ff.; SULLIVAN 1977,S.105ff.; NAYLOR 1979,S.349ff.

Eine derartige Erweiterung des gewählten Modells zu einem Gesamtun ternehmungsmodell wäre insbesondere unter Beachtung des im Modell implementierten Verfahrens zur Temperatursimulation interessant. M Hilfe dieses Verfahrens und gleichzeitiger Einbindung der Stromver brauchsprognosen in ein Gesamtunternehmungsmodell wäre es möglich, **risikoanalytische Untersuchungen** über alle wichtigen Entscheidungs determinanten eines EVU anzustellen.

(2) Vertikale Abgrenzung

Vertikal ist das Modell dadurch begrenzt, daß es sich auf die Betrachtung **monatlicher** und **jährlicher Stromverbräuche** beschränkt. Darüber hinaus benötigt ein EVU zahlreiche weitere, zeitlich anders artig abzugrenzende Informationen über den Stromverbrauch (vgl. daz z.B. 2.2.3 und 3.2.1).

Auch wenn bei der Modellentwicklung explizit und extensiv dem Gedan ken Rechnung getragen wurde, die kurzfristige Stromverbrauchspro gnose in eine längerfristige Prognose einzubinden (vgl. dazu 4.4.1) bestehen in diesem Zusammenhang zahlreiche **Erweiterungsmöglichkeiten**. Diese werden aus der Abb.8.2-2 deutlich, in der die zentralen (Stromverbrauchs-) Prognosen und die dabei bestehenden Interdepen denzen wiedergegeben sind. Von diesen sind, wie die Abb.8.2-2 ferne zeigt, nur ein geringer Teil in dem von uns gewählten Modell erfaßt Erweiterungsmöglichkeiten ergeben sich somit, indem ausgehend von den derzeit erfaßten Beziehungen und Problemen weitere zu prognosti zierende Größen in das Modell integriert werden.

Als besonders interessante Erweiterungsmöglichkeit ist die **Ausweitung** des derzeit bestehenden (operativen) Modells **auf eine strategi sche Ebene** zu diskutieren. Diese korrespondiert mit einer langfristigen Betrachtungsebene, wobei insbesondere Informationen über die Aufteilung des Energieverbrauchs nach den Energieträgern, Informati onen über die Höhe des Stromverbrauchs für einzelne Anwendungen, Informationen über strukturelle Entwicklungen, die den Stromverbrauch beeinflussen können, und Informationen über die allgemeine wirtschaftliche Entwicklung benötigt werden. Das gewählte Modell könnte insbesondere dahingehend erweitert werden, daß Informationen zu einzelnen Anwendungsbereichen, differenziert nach den im Modell unterschiedenen 21 Kundengruppen, und zu strukturellen Entwicklungen verarbeitet werden. In beiden Fällen wären die im Modell in Form der Determinanten des Stromverbrauchs abgebildeten kurzfristigen Aspekte mit langfristigen Aspekten zu koppeln. Formal müßte dieses über die Regressionskoeffizienten bewerkstelligt werden. Methodisch ließe sich dieses etwa dadurch lösen, daß für eine strategisch ausgerichtete Anwendung des Modells die Regressionskoeffizienten selber prognostiziert bzw. über eine strategisch ausgerichtete Analyse ermittelt werden, um anschließend im gewählten Modell für eine Jahresprognose -, die sich jetzt aber auf einen viel späteren Zeitraum bezieht, - eingesetzt werden zu können.

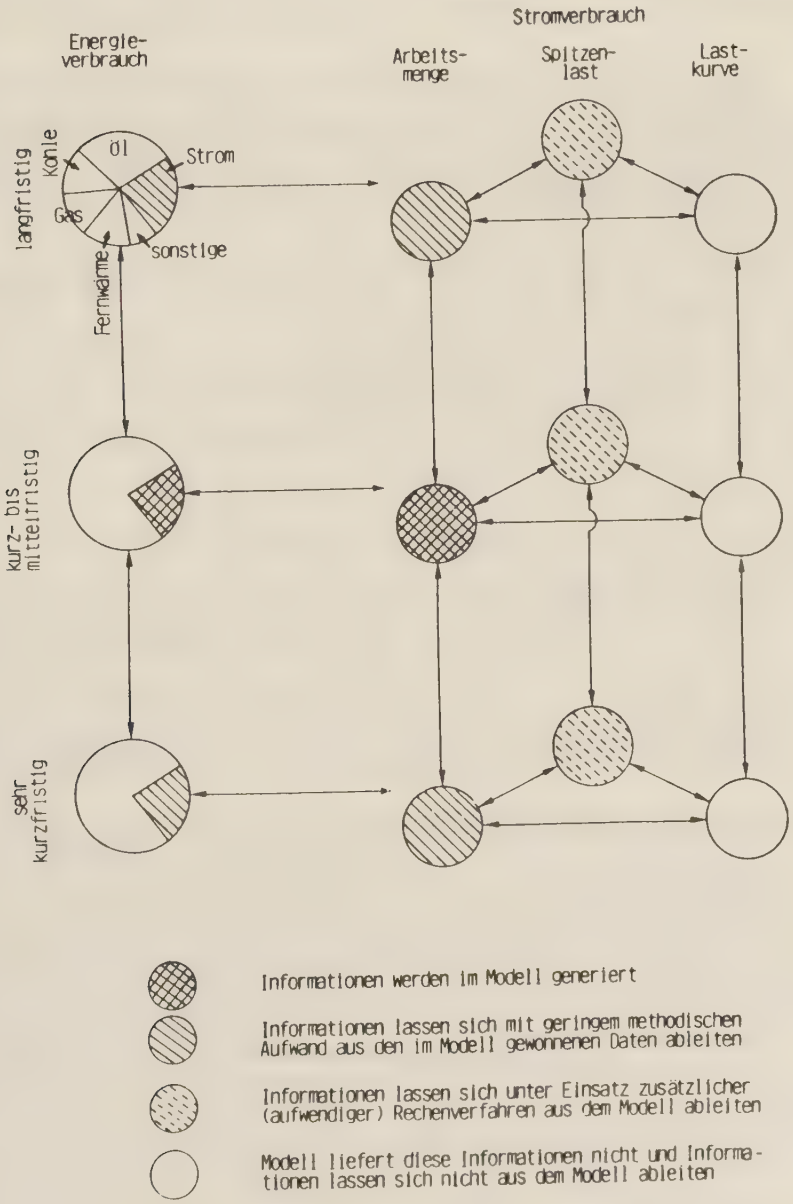


Abb.8.2-2: System der in einem EVU benötigten (Stromverbrauchs-) Prognosen

(3) Interne Abgrenzung

Die interne Abgrenzung des Modells ergibt sich aus den bei einer Modellentwicklung zu beachtenden Restriktionen. Da nicht zuletzt aufgrund der hohen Komplexität des betrachteten Problems eine vollständige **Aufzählung aller** (internen) **Modellgrenzen nicht möglich** ist, wollen wir im folgenden lediglich die bei der Modelldeskription und der Modellanwendung offensichtlich gewordenen und dort bereits zum größten Teil erwähnten Erweiterungsmöglichkeiten zusammenfassen und explizieren.

Die wesentlichen **Erweiterungsmöglichkeiten** betreffen u.E., ohne mit der Reihenfolge eine Gewichtung vornehmen zu wollen oder Prioritäten zu setzen,

- die Differenzierung der Tarifkunden;
- die Erklärungsmodelle einzelner Kundengruppen;
- die verwendeten Jahresprognosen;
- die Ausgabe der Stromverbräuche hinsichtlich der Temperatursimulation;
- die Konjunkturprognosen und
- die Abweichungsanalyse (Soll-Ist-Vergleich).

(a) Die Differenzierung der Tarifkunden

Im gewählten Modell werden die **Tarifkunden als eine einzige, homogene Kundengruppe** behandelt. Tatsächlich fallen in diese Kundengruppe so unterschiedliche Verbraucher wie Haushaltskunden, landwirtschaftliche Betriebe, Gewerbebetriebe oder auch öffentliche Verbraucher. Darüber hinaus ließe sich eine Differenzierung nach unterschiedlichen Vertragsarten anstellen, wobei insbesondere die für Nachtspeicherheizungen bestehende Sonderregelung Nacht (SR Nacht) und die allgemeinen Tarife (AT) recht unterschiedliche Anwendungen betreffen und daher isoliert erklärt und prognostiziert werden sollten.

Aufgrund von **Datenproblemen** wurde zunächst auf eine weitere Differenzierung der Tarifkunden verzichtet. Die im Rahmen der beispielhaften Modellanwendung aufgetretenen Prognosefehler bei dieser Kundengruppe (vgl. dazu insbesondere Punkt (4) in 7.2.1.1) lassen es aber u.E. sinnvoll erscheinen, eine weitere Aufspaltung dieser Kundengruppe vorzunehmen, auch wenn der größte Teil dieser Prognosefehler auf die in diesem Zusammenhang bestehende Ableseproblematik zurückzuführen ist. Für eine weitere Differenzierung der Tarifkunden im Modell spricht vor allem auch die Tatsache, daß es sich hierbei - neben der mittelbaren Versorgung - um diejenige im Modell betrachtete Kundengruppe handelt, die den größten Anteil an der gesamten Landesversorgung besitzt. Geringe prozentuale Prognosefehler wirken sich daher immer relativ stark in den absoluten Prognosefehlern aus.

Anbieten würde sich für eine **weitere Differenzierung** eine Aufspaltung in Tarifkunden, die nach **SR Nacht** versorgt werden, und solchen, die nach **AT und SR Tag** beliefert werden. Hierdurch sollte es vor allem gelingen, den größten Teil des Heizstromverbrauchs, der sich

erheblich von anderen Anwendungen unterscheidet, aus dem Gesamtverbrauch der Tarifkunden herauszufiltern[1].

(b) Die Erklärungsmodelle einzelner Kundengruppen

Erweiterungs- und Verbeserungsmöglichkeiten drängen sich insbesondere bei den **"sonstigen"** bzw. **"übrigen" Industriebranchen** auf. Zur Erklärung und Prognose dieser Stromverbräuche werden u.a. die Indizes der industriellen Nettoproduktion für den gesamten Industriezweig verwendet; also z.B. für die Erklärung des Stromverbrauches des sonstigen Grundstoff- und Produktionsgütergewerbes (sonstige GuP) der Index der industriellen Nettoproduktion des gesamten Grundstoff- und Produktionsgütergewerbes.

Innerhalb des Stromverbrauchs des sonstigen GuP besitzen bei der VEW die Holz- und Zellstoffverarbeitende Industrie einen Anteil von ca. 50% und die Mineralölverarbeitende Industrie einen Anteil von ca. 32%. In den Index des gesamten Grundstoff- und Produktionsgütergewerbes fließen dagegen diese Branchen nur mit Gewichten von 5.9% bzw. 12.1% ein, wohingegen z.B. die Chemische Industrie, welche einen teilweise grundlegend verschiedenen konjunkturellen Verlauf aufweist, ein Gewicht von 44.3% besitzt.

Als **Verbesserungsmöglichkeit** bietet sich an, in den Erklärungsmodellen nicht den Index der industriellen Nettoproduktion des gesamten Industriezweiges zu verwenden, sondern die entsprechend der Anteile am Stromverbrauch der VEW gewichteten Indexreihen der industriellen Nettoproduktion von den Branchen, die den größten Teil des Stromverbrauchs der "sonstigen" ausmachen.

(c) Die verwendeten Jahresprognosen

Da im gewählten Modell die Höhe des prognostizierten Stromverbrauchs letztendlich von den vorgegebenen Jahresprognosen abhängt, kommt diesem Modellteil **zentrale Bedeutung** zu.

Ansatzpunkte zur **Erweiterung** und **Verbesserung** der verwendeten Jahresprognosen sind in erster Linie:

- Die vorzugebenden Jahresprognosen sind **weiter zu differenzieren**; d.h., die im bisherigen Modell als Globalgröße einzugebende Jahresprognose für die Industrie ist in die im Modell verwendeten einzelnen Industriebranchen aufzuspalten. Hiermit dürfte eine erhebliche Verbesserung der Prognosen erzielt werden, da die bisher eingeschlagene Vorgehensweise (implizit) von der wenig realitätsnahen Annahme ausgeht, die Struktur- und Verhaltensänderungen seien in allen Industriebranchen gleich hoch.
- Eine **generelle Verbesserung** der Jahresprognosen ist erzielbar, indem die Vorgaben in einem separaten Modellteil generiert werden. Da hiermit gleichzeitig eine erhebliche vertikale Erweiterung des Modells verbunden ist, wäre dieser Verbesserungsvorschlag jedoch mit erheblichem Aufwand verknüpft.

---

[1] Nicht herauzufiltern wären auf diese Art und Weise Direktheizungen.

(d) Die Ausgabe der Stromverbräuche

Die Ausgabemöglichkeiten könnten in der Art erweitert werden, daß die **Stromverbräuche** in Form von **Wahrscheinlichkeitsverteilungen** - eventuell **graphisch unterstützt** - ausgegeben werden. Die bisherigen Ausgabemöglichkeiten mit einer verteilungsfreien Intervallprognose bedeuten gegenüber den im Modell generierbaren Informationen einen erheblichen Informationsverlust. Insbesondere fließen die Informationen, die über die Temperaturen existieren, nur unvollständig in die Stromverbrauchsprognosen ein.

Die Erweiterung der Ausgabemöglichkeiten um ein wahrscheinlichkeitstheoretisches Konzept würde zu einem **erheblichen Informationszuwachs** beitragen, der zu risikoanalytischen Untersuchungen genutzt werden könnte. Dieser Informationszuwachs könnte noch durch die Möglichkeit erweitert werden, auch für den verwendeten Konjunkturteil ein stochastisches anstatt eines deterministischen Konzeptes zu verwenden.

(e) Die Konjunkturprognosen

Einen Ansatzpunkt zur Verbesserung und Erweiterung des im Modell verwendeten Verfahrens zur Konjunkturprognose haben wir im vorherigen Abschnitt kennengelernt: die Verwendung einer stochastischen anstelle einer deterministischen Prognose. Daneben sind aber noch **eine Reihe weiterer Ansatzpunkte** zur **Verbesserung** und **Erweiterung** der Konjunkturprognosen zu erwähnen:

- Erweiterung des Konjunkturprognoseteils um ein **langfristiges Konjunkturprognosemodell**, in dem die jährliche Konjunkturentwicklung, die als Vorgabe in die Prognosen der monatlichen Indizes der industriellen Nettoproduktion einfließt, prognostiziert wird.
- **Verbesserung** des **kurzfristigen Konjunkturprognoseverfahrens**, das die monatlichen Indizes der industriellen Nettoproduktion generiert:

  - zum einen könnte das Verfahren zur Ermittlung des **Saisonzyklusses** verbessert werden, indem neben einer reinen Fortschreibung vergangener Entwicklungen Kalendereinflüsse, wie Ferien und die Anzahl der Arbeitstage, in die Bestimmung der Monatsgewichte einfließen;
  - zum anderen besteht ein Nachteil des derzeitigen Verfahrens darin, daß **immer versucht** wird, die **vorgegebenen Jahresprognosen zu erreichen**. Dadurch besteht vor allem am Ende eines Jahres die Gefahr erheblicher Fehlprognosen, wenn die tatsächlich in dem betreffenden Jahr aufgelaufene Konjunkturentwicklung (erheblich) von der Jahresprognose abweicht. Diese Gefahr ließe sich verringern, indem die Jahresprognosen durch die aufgelaufene Entwicklung korrigiert und ergänzt werden.

- Schließlich wäre u.U. eine zusätzliche Erweiterung der Konjunkturprognosen vorzunehmen, wenn die unter (b) vorgeschlagenen Maßnahmen aufgegriffen werden. In diesem Fall ist der Konjunkturprognoseteil um **weitere Branchen** respektive **Zeitreihen**, die ggf. noch zu gewichten sind, zu erweitern. Diese Erweiterung stellt ein relativ leicht zu lösendes programmiertechnisches Problem dar.

Die in der beispielhaften Modellanwendung erzielten, relativ guten Ergebnisse dieses Modellteils (vgl. dazu insbesondere auch 6.3.4.3) zeigen jedoch, daß diese angesprochenen Erweiterungsmöglichkeiten vermutlich nur zu **marginalen Verbesserungen** führen würden.

(f) Die Abweichungsanalyse

Die Ergebnisse der Abweichungsanalyse innerhalb der beispielhaften Modellanwendung (vgl. dazu 7.2.3) haben gezeigt, daß die Abweichungsanalyse in ihrer derzeitigen Form nur in der Lage ist, unsystematische von kurzfristigen (i.e. kalender-, temperatur- und konjunkturell bedingten) und von längerfristigen Änderungen im Stromverbrauch zu trennen. **Keine** (direkten) **Informationen** liefert das Modell zur Abweichungsanalyse vor allem darüber, welcher **Art** die **längerfristigen Änderungen** sind. Eine nähere Spezifikation längerfristiger Veränderungen im Stromverbrauch ist u.E. aber insbesondere unter Flexibilitätsüberlegungen für die gesamte Modellgüte äußerst förderlich.

Eine Möglichkeit, an derartige Informationen zu gelangen, wollen wir kurz **skizzieren**. Ausgangspunkt dieser Möglichkeit ist die Annahme, daß die im Modell verankerten Determinanten des Stromverbrauchs in unterschiedlich starkem Maße den Stromverbrauch bestimmter (Elektrizitäts-) Anwendungen beeinflussen. Dieses wird auch unmittelbar einsichtig, wenn man sich z.B. die Heizgradtage als eine der Stromverbrauchsdeterminanten vor Augen führt. Die Heizgradtage beeinflussen in hohem Maße den Heizstromverbrauch, andere Anwendungen werden dagegen von dieser Einflußgröße nur mehr oder weniger peripher tangiert.

Sollte es auf diesem Weg gelingen, Informationen über Struktur- und Verhaltensänderungen zu gewinnen, die sich auf bestimmte Anwendungsbereiche beziehen, so ist ein **erheblicher Informationszuwachs** zu konstatieren, der insbesondere auch erlaubt, langfristige (Anpassungs-) Entscheidungen fundierter zu begründen.

Voraussetzung hierzu ist jedoch, einen **Zusammenhang** zwischen den im Modell enthaltenen **Determinanten des Stromverbrauchs** und den **verschiedenen Anwendungsbereichen** einer Kundengruppe herzustellen. Wie dieses aussehen könnte, ist in der Übersicht 8.2-1 für die Tarifkunden exemplifiziert.

Das dabei zu lösende **Hauptproblem** besteht offensichtlich darin, die **Beziehungen** zwischen den Determinanten des Stromverbrauchs und den einzelnen Anwendungsbereichen zu **quantifizieren**. Dieses ließe sich methodisch etwa mit Hilfe einer Delphi-Umfrage lösen. Auf diese und andere in Betracht zu ziehende Lösungswege soll jedoch nicht näher eingegangen werden, da für konkrete Vorschläge umfangreiche Untersuchungen anzustellen wären, die hier zu weit führen würden.

Anwendungsbereich / Determinante	Sockelverbrauch	Kühlen	Kochen (elektrisch)	Waschen	Gefrieren	Geschirrspülen (elektrisch)	Warmwasserbereitung	Heizung
Absolutglied	++	++	++	++	++	++	++	+
Heizgradtage	+	+	+	o	o	o	++	+++
Arbeitstage	++	++	+	+	++	+	+	o
Sams-/Sonntage	++	++	++	+	++	++	++	o
Feiertage	++	++	++	++	++	++	++	+
Ferientage	++	o	++	++	o	++	+	+
Sonnenscheind.	+++	o	o	o	o	o	o	++
Index INP	+	+	++	+	+	+	++	+
Trend	+	+	+	+	+	+	+	+

o = kein Zusammenhang ; + = geringer Zusammenhang ; ++ = starker Zusammenhang ; +++ = sehr starker Zusammenhang

Übersicht 8.2-1: Zusammenhang zwischen den Determinanten des Stromverbrauchs und den (Elektrizitäts-) Anwendungsbereichen der Tarifkunden

Insgesamt bestehen eine Reihe möglicher Ansatzpunkte, das gewählte Modell zu erweitern und/oder zu verbessern. Da aufgrund der spezifischen Problemstellung bereits bei der Modellkonstruktion dem Aspekt einer späteren Anpassung extensiv Rechnung getragen wurde, sind die vorstehend vorgestellten Vorschläge in der Regel relativ leicht realisierbar. Da das gesamte Modell in seiner derzeitigen Form aber bereits als äußerst komplex bezeichnet werden muß und eine weitere Komplexitätssteigerung vermutlich nur zu einem Anstieg der Prognosefehler führen würde (vgl. dazu z.B. ALONSO 1968,S.248ff.; ARMSTRONG 1980,S.18), sind insbesondere aufgrund der bestehenden Datenprobleme nur solche Verbesserungs- und Erweiterungsmöglichkeiten ins Auge zu fassen, die das Gesamtmodell nicht wesentlich verkomplizieren.

8.2.2.2 Empfehlungen zur Modellanwendung

Im folgenden sollen die im Rahmen der Modellentwicklung, der Modellimplementierung und der beispielhaften Modellanwendung gewonnenen Erkenntnisse zur Handhabung des Modells zusammengefaßt werden.

(1) Allgemeine Hinweise

Zunächst kann jedes Modell die Realität nur vereinfacht und verkürzt abbilden. Damit mußten auch bei der Entwicklung des vorliegenden Modells zahlreiche die Realität vereinfachende und verkürzende Annahmen getroffen werden. Dieses bedeutet, daß die Ergebnisse eines Modells und damit auch die Ergebnisse der kurzfristigen Stromverbrauchsprognosen und -analysen nicht als die Realität angesehen werden dürfen. Das Modell kann nur mehr oder weniger begründete und wahrscheinliche Aussagen darüber abgeben, wie die Realität vermutlich aussehen wird bzw. aussieht.

Für die Modellanwendung bedeutet dieses, daß die Modellergebnisse nicht direkt und ohne kritische Reflektion als Inputgröße unternehmerischer Entscheidungen dienen können. Das Modell kann lediglich dazu dienen, **Entscheidungsprozesse** fundiert zu **unterstützen.**

(2) Die wesentlichen Einsatzbereiche des Modells

Konzentrieren wir uns zunächst auf den **Prognoseteil** des gewählten Modells, so liegen dessen Stärken eindeutig in der Vorhersage der **monatlichen Stromverbräuche** (vgl. dazu insbesondere 7.2.1 und 7.2.2); hier sollte somit ein Hauptanwendungsbereich liegen. Aber auch die Prognose der Jahresverbräuche kann mit dem Modell verbessert werden. In diesem Zusammenhang bestehen jedoch bei einzelnen Kundengruppen - insbesondere Tarifkunden - einige Schwächen und Gefahren, denen, solange nicht die in den vorherigen Abschnitten unterbreiteten Verbesserungsvorschläge aufgegriffen und realisiert werden, dadurch begegnet werden sollte, daß bei diesen Kundengruppen verstärkt die Ergebnisse des derzeit realisierten Verfahrens für die Prognose der Jahresverbräuche mitbeachtet werden[1].

Der **adaptive Charakter des Modells** läßt es ferner notwendig werden, Anwendungsvorschläge und -empfehlungen hinsichtlich der **Prognosebasis** abzugeben. Um zu vermeiden, daß ständige, d.h. monatliche, Korrekturen der Prognoseergebnisse zu Akzeptanzproblemen bei den Verwendern der Ergebnisse führen, ist bei der Weitergabe und Veröffentlichung der Prognoseergebnisse eine Informationsfilterung zu empfehlen; d.h. es ist ein Monat zu bestimmen, auf dessen Basis eine Prognose für das kommende Jahr abgegeben wird[2], die anschließenden Korrekturen der Prognoseergebnisse werden dagegen nur weitergeleitet, wenn stabile Tendenzen auszumachen sind.

Seine wesentlichen Stärken entfaltet das Modell jedoch im Bereich der **Stromverbrauchsanalyse**, d.h. in der Identifizierung und Quantifizierung stromverbrauchsbestimmender Effekte. Hiermit vor allem

---

[1] Dieses kann soweit geführt werden, daß die Prognosen des derzeitigen Verfahrens und die des gewählten Modells gewichtet und zu einer gemeinsamen Prognose zusammengeführt werden (vgl. dazu z.B. KANG 1986,S.683ff.).

[2] In der betrachteten Pilotunternehmung bietet sich aufgrund des vorhandenen Planungszyklusses die Prognose auf Basis August oder September an. Die Datenbasis Oktober scheint aufgrund bestehender Probleme im verwendeten Konjunkturprognoseverfahren (vgl. dazu 8.1.2.1 Punkt (e)) weniger geeignet.

leistet das Modell einen wesentlichen Beitrag zur Verbesserung der Flexibilität in einem EVU, indem die Voraussetzungen verbessert, teilweise sogar erst geschaffen werden, daß ein EVU möglichst schnell adäquat, d.h. so, daß die Zielsetzungen eines EVU möglichst gut erfüllt werden, auf sich abzeichnende oder bereits eingetretene Änderungen der Umwelt reagieren kann.

(3) Einzelempfehlungen zur Modellhandhabung

Im folgenden sollen - eher stichwortartig - einige wesentliche, die Anwendung des Modells zur **Prognose** und **Analyse** des Stromverbrauchs betreffende Einzelempfehlungen aufgezählt werden. Deren Beachtung ist u.E. für einen effizienten Modelleinsatz unabdingbar.

(a) Einzelvorschriften und -empfehlungen zur **Prognoseerstellung**

Zur Prognoseerstellung sind zunächst die **Erklärungs- (Prognose-) modelle aufzustellen**. Hierbei sind die in Kapitel 4.2.5 verwendeten Modellparameter zu empfehlen:

- Verwendung der **kausalen Methoden** zur Auswahl der im Modell zu berücksichtigenden Variablen, d.h. der Einflußfaktoren auf den Stromverbrauch.
- Die Erklärungsmodelle sollten eine **Datenbasis** von **48 Monatswerten** umspannen, da hierdurch einerseits sichergestellt wird, daß die Regression auf stabilen, zufällige Schwankungen ausgleichenden Verhältnissen basiert, andererseits kurz genug gewählt ist, um Veränderungen zu erfassen und damit ihrem adaptiven Charakter gerecht werden zu können.
- Bei der Auswahl der im Modell zu berücksichtigenden Variablen sollte ein **Konfidenzniveau von 90%** verwendet werden, um nur solche Variablen zur Prognose heranzuziehen, die mit relativ großer Wahrscheinlichkeit den durch die Regression ausgewiesenen Einfluß auf den Stromverbrauch ausüben, und um andererseits aber auch solche Einflußfaktoren im Modell zu belassen, deren tatsächlich gegebener Einfluß auf den Stromverbrauch durch Meßfehler, Zufälligkeiten u.a.m. verunreinigt ist.

Als **Datenbasis** für die eigentliche Jahresprognose wird der August oder September des Vorjahres empfohlen. Auf jeden Fall ist es ratsam, vor Abgabe einer Jahresprognose die (korrigierte) Konjunkturprognose im Mai des Vorjahres abzuwarten, da die vorherigen Konjunkturprognosen sowohl für das eigentlich zu prognostizierende Jahr, als auch für das Vorjahr noch erhebliche Fehlerquellen beinhalten. Weil die Konjunkturprognose für das eigentliche Prognosejahr auf der Konjunkturprognose für das Vorjahr aufbaut, kann es insbesondere bis April des Vorjahres zu einer Potenzierung der aufgrund einer fehlerhaften Konjunkturprognose entstandenen Prognosefehler im Stromverbrauch kommen.

Schließlich sollte bei der Prognose die **Anzahl der Sondereinflüsse**, deren Ausmaß im voraus anzugeben ist, möglichst **gering** gehalten werden. Zum einen erfahren die Sondereinflüsse in einigen Modellteilen eine Sonderbehandlung (vgl. dazu insbesondere 6.3.3.2), was z.T. zu problembehafteten Effekten führen kann. Beispielsweise ist es auf diese Art und Weise möglich, systematische verbrauchsmindernde Tendenzen als einmaligen Sondereinfluß zu deklarieren. Dieses führt

auch unmittelbar zum zweiten Grund, der gegen eine extensive Nutzung von Sondereinflüssen spricht: der Angabe von Sondereinflüssen haftet der Verdacht der Manipulation an. Sämtliche Modellergebnisse könnten als im Sinne des Modellbenutzers manipuliert angesehen werden. Um dem von Vornherein entgegen zu treten, empfehlen wir, nur relativ sicher eintretende und größere Sondereinflüsse im Modell zu spezifizieren.

(b) Einzelempfehlungen zur **Verbrauchsanalyse**

Die Analyse des Stromverbrauchs beinhaltet im wesentlichen die **vergleichende Betrachtung verschiedener Erklärungsmodelle** und die Durchführung der **Abweichungsanalysen**.

Bzgl. einer **vergleichenden Betrachtung verschiedener Erklärungsmodelle** sei auf Kapitel 7.2.4 verwiesen. Dort wurde exemplarisch die dabei einzuschlagende Vorgehensweise illustriert.

Bzgl. der Durchführung von **Abweichungsanalysen** sind folgende Empfehlungen abzugeben:

- Durchführung des **Soll-Ist-Vergleiches**:
  - Dieser sollte in erster Linie die Herausarbeitung der **durchschnittlichen jährlichen struktur- und verhaltensbedingten Änderungen** im Stromverbrauch beinhalten.
  - Dazu ist zweckmäßigerweise ein Vergleich durchzuführen, der einerseits den **Januar**, andererseits den **Dezember des Vorjahres** als Basis des (Ex-ante-) Regressionsmodells verwendet. Hiermit ist es möglich, die Veränderungen des Prognosejahres und des Vorjahres bzw. die des Prognosejahres allein gegenüber früheren Jahren zu berechnen.
  - Welche Veränderung berechnet wird, hängt von der Anzahl der Basiswerte ab. Um möglichst vollständige Informationen zu erlangen, sollten dabei Modelle mit **60, 48, 36** und **24 Basismonaten** herangezogen werden. Hierdurch wird z.B. bei Verwendung des Dezember-Modells des Vorjahres die Veränderung des Prognosejahres gegenüber den Strukturen und Verhaltensmustern vor 5, 4, 3 und 2 Jahren berechenbar[1].
  - Da die Ergebnisse der Abweichungsanalysen im Zeitablauf relativ stabil sind, bietet es sich zur Quantifizierung der übrigen Ursachen für Fehler in den Stromverbrauchsprognosen an, ebenfalls eines der o.g. Modelle zu verwenden. Es wird empfohlen, das Modell auf Basis Dezember des Vorjahres mit 48 Basiswerten heranzuziehen.

- Durchführung des **Vergleiches zum Vorjahr**:
  - Die Durchführung des Vergleiches zum Vorjahr beinhaltet in erster Linie die **Identifizierung** und **Quantifizierung** im Prognose- bzw. Analysejahr akut werdender **Struktur- und Verhaltensänderungen**.
  - Als **Basismonat** des Vergleiches sollte der **Vorjahresmonat** herangezogen werden. Hiermit wird gewährleistet, daß zum einen für den Vergleich diejenigen Strukturen und Verhaltensmuster zugrundegelegt werden, die im Vorjahresmonat galten.

---

[1] Vgl. hierzu auch 7.2.3.1.

- Zum anderen sind in den Vergleich die bis zum Vergleichsmonat (im Prognosejahr) stattgefundenen Struktur- und Verhaltensänderungen einzubeziehen; dieses geschieht, indem das **Ex-Post-Modell** den Vergleichsmonat des laufenden Jahres als Datenbasis verwendet.

- **Generelle Hinweise:**
  - Sowohl der Soll-Ist-Vergleich als auch der Vergleich zum Vorjahr sollte sich zumindest auf die **wichtigsten Kundengruppen** - Mittelbare Versorgung, Tarifkunden, Industrie, Gewerbe u.a., öffentliche Einrichtungen, Verkehr - und die gesamte Landesversorgung erstrecken. Hierdurch wird einerseits sichergestellt, daß die wichtigsten Ursachen von Änderungen identifiziert werden können und sich nicht gegenseitig kompensieren, und andererseits, daß die Auswirkungen von Änderungen in ihrer Gesamtheit (Landesversorgung) beurteilt werden können.
  - Schließlich sei gerade bzgl. der Abweichungsanalysen noch einmal ausdrücklich darauf hingewiesen, daß bei der Verwendung der Modellergebnisse ein rein dataistisches, unkritisches Vorgehen dem Modellgedanken nicht gerecht werden kann. Die Abweichungsanalysen können insbesondere hinsichtlich der auch unter langfristigen und strategischen Aspekten eminent wichtigen Struktur- und Verhaltensänderungen lediglich **Hinweise auf Tendenzen** und deren **Größenordnung** geben, nicht aber exakte, als unumwerflich anzusehende Werte liefern.

8.2.3 Betriebswirtschaftlich - theoretische Ebene

Auf einer betriebswirtschaftlich-theoretischen Ebene enthält die vorliegende Arbeit eine Reihe interessanter Ergebnisse, die zahlreiche Implikationen und Ansatzpunkte für weitere betriebswirtschaftliche Forschungstätigkeiten beinhalten. Im einzelnen richten sich diese auf Problembereiche, die sich mit folgenden Begriffen belegen lassen:

- Abweichungsanalyse;
- Prognose;
- Flexibilität.

(1) Abweichungsanalyse

Das im Rahmen des gewählten Modells quasi als Nebenprodukt entwickelte Verfahren zur Abweichungsanalyse ist nicht auf die Kontrolle und Analyse von Stromverbrauchsprognosen begrenzt. Zum einen läßt sich natürlich jede beliebige Prognose, die mit Hilfe eines adaptiven Regressionsmodells erstellt wird, nach diesem Verfahren kontrollieren und analysieren. Das dabei allgemein zu verwendende Schema ist in der Übersicht 8.2-2 wiedergegeben.

	Prognosewert
+	Abweichungen aufgrund fehlerhafter Prognosen
-	der unabhängigen Variablen
=	Prognosewert unter Zugrundelegung der tatsächlich eingetretenen Werte für die unabhängigen Variablen
+	Veränderungen, die sich in einer Änderung des
-	Regressionsmodells niederschlagen
=	Ex-Post-Prognosewert
+	Unsystematische, d.h. vom Modell nicht
-	erklärbare Schwankungen
=	Ist-Wert

Übersicht 8.2-2: Allgemeines Schema zu dem entwickelten Verfahren der Abweichungsanalyse

Darüber hinaus läßt sich dieses Verfahren aber auch von einer Prognose lösen und auf **Planwerte** übertragen.

(2) Prognose

Hinsichtlich der Prognose als einem Instrument zur Unternehmungsführung sind **zwei** wesentliche **Ebenen** zu differenzieren, zu denen die vorliegende Arbeit wichtige Ergebnisse und Erkenntnisse liefert. Zum einen - und dieses in erster Linie - weist die Arbeit auf die Gestaltung (kurzfristiger) Stromverbrauchsprognosemodelle hin. Zum anderen beinhalten die Ausführungen wichtige Implikationen hinsichtlich einer Prognose im allgemeinen, welche zu betriebswirtschaftlichen Zwecken eingesetzt wird.

Konzentrieren wir uns zunächst auf die (kurzfristige) **Stromverbrauchsprognose**, so sind folgende Punkte hervorzuheben:

- Die zentrale Stellung einer Stromverbrauchsprognose innerhalb der Unternehmungsplanung eines EVU (vgl. dazu 2.2.3) läßt es notwendig werden, daß sich die Stromverbrauchsprognose an den akuten Problemen eines EVU ausrichtet. Die derzeit bestehenden Überkapazitäten in vielen EVU zeigen, daß sich die EVU besser und schneller anpassen müssen; hierzu wird eine erhöhte Flexibilität benötigt. Damit muß sich eine **Stromverbrauchsprognose** in besonderem Maße an dem **Flexibilitätsziel** eines EVU (vgl. dazu 2.1) **ausrichten.**
- Eine (kurzfristige) Stromverbrauchsprognose ist dem Flexibilitätsziel eines EVU in besonderem Maße zuträglich, wenn sie mit Hilfe eines Modells generiert wird, das folgende **Einzeleigenschaften** aufweist:

- Erfassung, Abbildung **aller Kunden** eines EVU;
- Abbildung des **gesamten Versorgungsgebietes** des betreffenden EVU;
- **Differenzierung** des Prognosegegenstandes in die wichtigsten **Kundengruppen**;
- Verwendung eines **kausalen Prognoseverfahrens**;
- **Einbindung** einer Kurzfristprognose **in** eine **Langfristprognose** und vice versa;
- extensiver Einbau von **Kontroll-** und **Analysemöglichkeiten**;
- **EDV-mäßige Umsetzung** des Modells;
- **adaptive Gestaltung** des Gesamtmodells.

- Ein weiterer wesentlicher Punkt zur Verbesserung der Stromverbrauchsprognosen im allg. betrifft die Verwendung von **Sondereinflüssen**. Mit deren Hilfe ist es möglich, unsystematische Schwankungen im Stromverbrauch einer Kundengruppe modellmäßig zu erfassen und zu erklären, und so zu einer deutlichen Steigerung der Erklärungskraft und der Prognosequalität beizutragen.

Auf einer zweiten, sehr abstrakten und **allgemeingültigen** Betrachtungsebene weist die Arbeit darauf hin,

- daß trotz zahlreicher betriebswirtschaftlich orientierter Veröffentlichungen zur Anwendung, Gestaltung, Effizienz und zu theoretischen Problemen von Prognosen eine **systematische, konzeptionell begründete, zusammenfassende Darstellung** fehlt, mit deren Hilfe situativ abgestimmte Empfehlungen zur Gestaltung von Prognosen abgegeben werden können, da sich die Veröffentlichungen nahezu ausschließlich auf Einzelprobleme beschränken;
- daß den **Zielen**, denen eine Prognose dienen soll, eine verstärkte Aufmerksamkeit gewidmet werden sollte, da sie die Gestaltung einer Prognose und die Beurteilung deren Effizienz letztendlich determinieren;
- daß der **Kontrolle** und **Analyse** von Prognosen u.U. eine wesentlich höhere Bedeutung zukommen kann, als der eigentlichen Prognose selber und daher verstärkte Aufmerksamkeit gewidmet werden sollte.

Während der erste Punkt eher wissenschaftstheoretische Interessen anspricht, beinhalten die letzten beiden Punkte Implikationen, die ein erhebliches Potential zur Verbesserung der in der Praxis verwendeten Prognosen und Prognosemodelle beinhalten.

(3) Flexibilität

Bzgl. der Flexibilität als dem theoretischen Ausgangspunkt der Problemstellung und einem zentralen Problem betriebswirtschaftlicher Forschung läßt die Arbeit erkennen, daß es sich hierbei um ein äußerst komplexes Phänomen handelt, mit dem es jedoch möglich erscheint, den Herausforderungen heutiger Gegebenheiten, mit denen Unternehmungen konfrontiert werden, zu begegnen. Dabei läßt es die Komplexität dieses, im weitesten Sinne, Instrumentes zur Unternehmungsführung notwendig werden, ein systematisches **Flexibilitätsmanagement** zu betreiben; Ansatzpunkte hierzu wurden von uns in Kapitel 1.3 skizziert.

Voraussetzung dafür, daß die Betriebswirtschaftslehre einen Beitrag zu einem Flexibilitätsmanagement leisten kann, ist u.E. eine weitaus

pragmatischere Ausrichtung der Forschungstätigkeiten in diesem Zusammenhang; dieses ist in der vorliegenden Arbeit in besonderem Maße geschehen. Durch die Zerlegung des Flexibilitätsphänomens in notwendige Komponenten bzw. Voraussetzungen sind jeder Unternehmung praktisch greifbare Ansatzpunkte an die Hand gegeben, mit deren positive Beeinflussung ein wesentlicher Beitrag zur Steigerung der Flexibilität in einer Unternehmung geleistet werden kann[1]. Dieses wurde exemplarisch für den Bereich der (kurzfristigen) Stromverbrauchsprognosen und der EVU gezeigt.

Weitgehend **offen** bleiben mußte im Rahmen der Arbeit jedoch die Frage, wie die **einzelnen Voraussetzungen der Flexibilität zusammenwirken**, wie sie sich gegenseitig beeinflussen. Darüber hinaus beschränkt sich die Arbeit auf ein Instrument zur positiven Beeinflussung der Flexibilitätskomponenten in einer bestimmten Branche (kurzfristige Stromverbrauchsprognose für ein EVU). Insofern kann aus der vorliegenden Arbeit lediglich geschlossen werden, daß es möglich ist, die Gestaltung von Instrumenten zur Unternehmungsführung an den Voraussetzungen der Flexibilität auszurichten, um dadurch einen Beitrag zur Verbesserung der Flexibilität in einer Unternehmung zu leisten. Wie dieses in einem konkreten Fall auszusehen hat, kann jedoch lediglich - und dieses unter Vorbehalten - für den Bereich der (kurzfristigen) Absatzprognose beantwortet werden: wir empfehlen die Verwendung **adaptiver Regressionsmodelle**, in die die wichtigsten Determinanten, die kurzfristig den Absatz beeinflussen, als unabhängige Variablen einfließen. Mit Hilfe eines derartigen Modells wird es insbesondere möglich, Ursachen von Absatzschwankungen und grundlegender Veränderungen zu identifizieren, so daß die Fähigkeit einer Unternehmung gesteigert wird, schnell und zielsicher auf Veränderungen zu reagieren, das Modell damit insgesamt zu einer Flexibilitätssteigerung beiträgt.

Insgesamt lassen sich damit hinsichtlich der adaptiven Regression folgende **allgemeine Schlußfolgerungen** ziehen[2]:

- die adaptive Regressionsanalyse eignet sich insbesondere für eine kurz- bis mittelfristige Prognose;
- dabei sind zunächst dieselben Anwendungsvoraussetzungen, -grenzen, sowie Vor- und Nachteile zu beachten wie bei einer herkömmlichen (multiplen) Regressionsanalyse;
- zusätzlich benötigt die adaptive Regressionsanalyse Datenquellen, die eine ständige, möglichst regelmäßige Aktualisierung aller Modellvariablen erlauben;
- nachteilig gegenüber einer herkömmlichen (multiplen) Regressionsanalyse könnte sich hinsichtlich der Prognosen das ständige Revidieren der Prognosewerte auswirken;
- dennoch führen adaptive Regressionsmodelle i.d.R. zu besseren Prognoseergebnissen im Zeitablauf;

---

[1] Dieses können u.E. vor allem die entscheidungstheoretisch ausgerichteten Beiträge zum Flexibilitätsphänomen nicht leisten, da sie von zu vielen, oft unrealistischen Prämissen ausgehen.

[2] Zum Problem der Übertragbarkeit von Pilotprojekterfahrungen vgl. insbesondere SZYPERSKI/FÜRTJES 1979,S.16ff.

- der zentrale Vorteil gegenüber einer herkömmlichen (multiplen) Regressionsanalyse ist jedoch in den Möglichkeiten zur Kontrolle und Analyse der betrachteten Größe zu sehen;
- insbesondere ermöglichen adaptive Regressionsmodelle die Ursachen der Veränderungen in der abhängigen Variablen zu identifizieren und zu quantifizieren.

Damit scheint die adaptive Regressionsanalyse insgesamt ein breit einsetzbares Instrument zur Prognose und Analyse kurz- bis mittelfristiger Zeitreihen zu sein. Eine endgültige Antwort kann hier jedoch kaum abgegeben werden, da die im Rahmen der Arbeit gefundenen Ergebnisse und Erkenntnisse letztendlich auf die spezielle Problemstellung beschränkt sind. Um diese Ergebnisse auf andere Problembereiche zu übertragen, wäre zunächst die Lösung ähnlich gelagerter Probleme mit Hilfe einer adaptiven Regressionsanalyse zu untersuche

Exkurs: "Das Gesetz der erforderlichen Varietät" von ASHBY

In Anlehnung an ASHBY (1956,S.202;1968,S.129ff.)läßt sich das "Gesetz der erforderlichen Varietät" mit Hilfe des Grundmodells der Entscheidungstheorie (vgl. dazu z.B SCHNEEWEISS 1966, S.125ff.; MENGES 1974,S.90ff.; PFOHL 1981,S.30ff.) ableiten. Dazu wird von der folgenden Entscheidungssituation ausgegangen:

		Umweltsituation				
		s_1	s_2	s_3	s_4	s_5
Aktion	a_1	a	b	c	d	e
	a_2	f	g	b	h	i
	a_3	j	k	l	b	m

Die Entscheidungssituation eröffnet dem Entscheidungssystem drei Handlungsmöglichkeiten (Aktionen) a_1, a_2 und a_3. Die Umwelt kann die fünf alternativen Situationen s_1 bis s_5 annehmen. Jede Umweltsituation führt bei der Ergreifung einer bestimmten Aktion zu Ergebnissen a bis m; diese werden in abnehmendem Maße vom Entscheidungssystem präferiert. Ferner wird vorausgesetzt, daß bei Ergreifung einer bestimmten Aktion jede Umweltsituation zu einem anderen Ergebnis führt; dies führt formal dazu, daß sich die Ergebnisse alle innerhalb einer Zeile unterscheiden. Unter dieser Voraussetzung gilt, daß die Varietät der Ergebnisse (V_E) nicht geringer sein kann als das Verhältnis der Varietät der Umweltsituationen (V_U) zu der Varietät der Handlungsmöglichkeiten (Aktionen) des Systems (V_S); es gilt also:

$$V_E \geq \frac{V_U}{V_S} \qquad (1)$$

In unserem konkreten Beispiel beträgt $V_U = 5$, $V_S = 3$ und V_E ebenfalls 3: denn durch entsprechende Wahl der Aktionen kann sichergestellt werden, daß entweder a, b oder e als Ergebnis erscheint.

Das Gesetz der erforderlichen Varietät besagt nun, daß eine Reduzierung der Varietät der Ergebnisse nur mittels einer Erhöhung der Varietät des Systems erfolgen kann (vgl. auch SCHIEMENZ 1982,S.204). Soll also in unseren Beispiel die Varietät der Ergebnisse nur noch 2 betragen, so muß eine zusätzliche Aktion a_4 ergreifbar sein, die in der Umweltsituation s_5 zu dem Ergebnis a oder b führt. Sollen also allgemeiner die Ergebnisse lediglich einer Teilmenge von erwünschten Zuständen bzw. Zielen angehören, dann setzt dies unbedingt voraus, daß die Varietät des Systems eine bestimmte Mindestvarietät aufweist (vgl. KRIEG 1971, S.61).

Um Rechenoperationen zu vereinfachen, besteht die Möglichkeit, die Varietät eines Systems mit Hilfe des logarithmus dualis (ld) - in

bit gemessen -, auszudrücken (vgl. MIROW 1969,S.71)[1]:

$$V = ld\ N \quad [bit]$$

Dabei gibt N die Anzahl der diskreten Zustände und V die Varietät des Systems an.

Um die bisherigen, recht allgemeinen Aussagen zu präzisieren, wird im folgenden mit diesem Maßstab operiert. Dazu ist die Ungleichung (1) zu logarithmieren, und wir erhalten, indem die Ungleichung nach der Varietät des Systems aufgelöst wird:

$$V_S \geq V_U - V_E \qquad (2)$$

Wenn die Unternehmung versucht, genau einen Vorzugszustand anzustreben, so existiert keine Varietät der Ergebnisse; die Ungleichung lautet:

$$V_S \geq V_U \qquad (3)$$

Diese Ungleichung gilt jedoch nur unter einer Reihe von Prämissen:

(1) Für jede in Frage kommende Aktion gilt, daß sie in Verbindung mit jeder möglichen Umweltsituation jeweils zu einem anderen Ergebnis führt.
(2) Die Varietät der Ergebnisse beträgt Null.
(3) Der Zusammenhang zwischen Umwelteinwirkung und Systemverhalten ist deterministischer Natur.

Diese Prämissen wollen wir im folgenden auflösen, da sie u.E. die Aussagekraft der obigen Ungleichung erheblich einschränken und Ursache von Fehlinterpretationen sein können, die das Gesetz der erforderlichen Varietät im Zusammenhang mit der Flexibilität betreffen.

(a) Die Prämisse der fehlenden Umweltresistenz

Die erste Prämisse - eine Aktion führt bei jeder denkbaren Umweltsituation zu einem anderen Ergebnis - ist bereits dem Gesetz der erforderlichen Varietät inhärent. Diese Prämisse besagt, daß ein System gegenüber einer Umweltveränderung nicht in dem Sinne resistent ist, daß der Übergang von einer Umweltsituation zu einer anderen Situation zu keiner Ergebnisveränderung führt. Wäre dies der Fall, so wäre keine Anpassung notwendig, da der angestrebte Vorzugszustand nach wie vor erhalten bliebe.

Diese Prämisse ist in der Realität sicherlich häufig nicht erfüllt (vgl. dazu auch SCHIEMENZ 1982,S.205). Im Gegenteil, eine Unterneh-

---

[1] Auf die weitere Möglichkeit, die Varietät mit Hilfe des Entropiemaßstabes auszudrücken (vgl. dazu z.B. ASHBY 1956,S.126; 1968, S.135; MIROW 1969,S.71ff.; KRIEG 1971,S.61), wollen wir nicht näher eingehen, da in diesem Zusammenhang die relative Häufigkeit, die statistische Wahrscheinlichkeit, mit der ein bestimmter Zustand eintritt, wesentlich wird. Diese relative Häufigkeit spielt im Rahmen unserer Überlegungen jedoch keine Rolle.

mung wird in vielen Fällen gerade darum bemüht sein, solche Aktionen zu ergreifen, die bei möglichst vielen Umweltsituationen zu einem befriedigendem Ergebnis führen[1]; eine Anpassung ist nicht notwendig. Dies bedeutet aber nur, daß zu Anpassung und Flexibilität funktionale Äquivalente existieren (vgl. auch 1.3.2); in diesem Fall eben die Resistenz. Soll sich das System **anpassen**, d.h. den **Systemzustand** so **ändern**, daß trotz der Umwelteinwirkung ein angestrebter Vorzugszustand nach wie vor erhalten bleibt, so wird hierfür **unbedingt Varietät des Systems benötigt**.

(b) Die Prämisse der fehlenden Ergebnisvarietät

Auch die **Prämisse**, daß die **Varietät der Ergebnisse Null** beträgt, ist in der Praxis nicht aufrechtzuerhalten. Bei "ungünstigen" Umwelteinwirkungen ist man mit geringeren Ergebnissen zufrieden als bei "günstigen" Umwelteinwirkungen. Damit ist die Varietät der Ergebnisse größer Null und es gilt die Ungleichung (2):

$$V_S \geq V_U - V_E \qquad (2)$$

Wir wollen im folgenden versuchen, präzisere Aussagen über diese Ungleichung abzugeben. Dazu wird das Verhältnis zwischen V_U und V_E tiefergehend analysiert. Grundsätzlich können keine Aussagen über dieses Verhältnis gemacht werden. Es gilt also:

$$V_U \gtrless V_E \qquad (4)$$

Für ein zielorientiertes System, wie es die Unternehmung darstellt, kann jedoch gefolgert werden, daß für jede Umweltentwicklung **ein** Ergebnis existiert, das angestrebt wird. Damit können wir folgern:

$$V_U \geq V_E \qquad (5)$$

Für den Fall, daß sich Ergebnisse, die angestrebt werden, bei unterschiedlichen Umweltentwicklungen wiederholen, gilt die "Größer-Relation", ansonsten das Gleichheitszeichen. Damit gilt, wenn wir (5) in (2) einsetzen:

$$V_S \geq 0 \qquad (6)$$

Wenn die Varietät des Systems Null beträgt, kann nur eine einzige Aktion zur Verfügung stehen; die Varietät der Aktionen (V_A) ist Null.

Es stellt sich dann die Frage, ob bei einer Umweltveränderung ein angestrebter Vorzugszustand durch Anpassung realisiert werden kann, ohne daß eine zusätzliche Systemvarietät bereitgestellt wird. Dies ist offensichtlich nur möglich, wenn

- das Entscheidungssystem gegenüber allen möglichen Ergebnissen indifferent ist,

---

[1] ALBACH (1979,S.25) spricht in diesem Zusammenhang von "elastischen" Entscheidungen, die umso elastischer sind, "... je weniger stark die erwarteten Gewinne einer konkreten Entscheidung auf Variationen von Erwartungsparametern reagieren ...".

- die Umweltveränderung und die Ergebnisveränderung gar nicht wahrge- nommen wird, oder
- die Möglichkeit besteht, eine Umweltveränderung zu verhindern.

Diese Möglichkeiten führen dazu, daß sich das System in einem Gleichgewichtszustand trotz geänderter Umweltsituation befindet, ohne daß eine Systemvarietät vorhanden ist oder zusätzlich bereitgestellt werden muß. Alle diese Möglichkeiten repräsentieren jedoch funktionale Äquivalente zu Anpassung und Flexibilität, und zwar Indifferenz, Ignoranz und Beeinflussung. Eine Anpassung kann nur erfolgen, wenn die Varietät des Systems größer als Null ist. Um diese Aussage anhand der obigen Entscheidungssituation zu belegen, ist die Systemvarietät (V_s) in Teilvarietäten aufzuspalten. Zum einen ist eine Anpassung durch eine Änderung des Zielsystems möglich[1]. Das System sieht beispielsweise nach einer Umweltveränderung das mit der ursprünglichen Aktion korrespondierende Ergebnis auch als anzustrebenden Vorzugszustand an. Die Anzahl der möglichen Zielsysteme kann entsprechend als **Varietät der Ziele** (V_z) interpretiert werden.

Die zweite Möglichkeit, sich bei fehlender Varietät der Aktionen anzupassen, eröffnet sich - formal betrachtet - durch eine Änderung der Entscheidungsmodellstruktur. Die Anzahl der Möglichkeiten, alternative Entscheidungssituationen aufzustellen, wollen wir entsprechend als **Varietät der Struktur** (V_{st}) bezeichnen. Diese kann sich generell darin äußern, daß sich die Ergebnisfunktion innerhalb des bestehenden Entscheidungsmodells ändert, oder daß eine (oder mehrere) neue Entscheidungssituation(en) zu der bisherigen Entscheidungssituation hinzukommt (hinzukommen). Diese recht formale und abstrakte Definition wollen wir kurz konkretisieren.

Während sich die Varietät der Aktionen aus den vorgegebenen Bandbreiten, Umstellungsmöglichkeiten etc. bestehender Strukturen ergibt, betrifft die Varietät der Struktur die **Umstellungsmöglichkeiten der Strukturen** selber. So führt die Umstellbarkeit vorhandener Produktionsanlagen zur Varietät der Aktionen, während etwa die Installierung neuer Produktionsanlagen[2] die Varietät der Struktur betrifft (vgl. dazu auch MÖSSNER 1982,S.42).

Die zur Illustration gewählte Entscheidungssituation möge etwa den Fall repräsentieren, daß eine Unternehmung nur über eine Produktionsanlage verfügt, die zudem nur zu einem einzigen Auslastungsgrad betrieben werden kann. Die Varietät der Aktionen beträgt offensichtlich Null, da die vorhandene Produktionsanlage nicht umgestellt werden kann, d.h. nur zu einem Auslastungsgrad betrieben werden kann.

---

[1] Zur Zielflexibilität und deren Unterarten vgl. insbesondere KAPLAN/DIRLAM/LANZILLOTTI 1958,S.313ff.; SAUERMANN/SELTEN 1962, S.577ff.; RAIA 1965,S.37ff.; SCMIDT-SUDHOFF 1967,S.114ff.; MEFFERT 1968,S.287ff.; 1969,S.87ff.; KAHLE 1971,S.623ff.; LEHNEIS 1971, S.109ff.; HAMEL 1972; SCHMIDT 1973,S.71ff.; MAIER 1982,S.133ff.; MÖSSNER 1982,S.69.

[2] Andere Beispiele wären die Aufnahme neuer Produkte, die Änderung der Organisation, das Eindringen in neue Märkte u.a.m.

Besteht für die Unternehmung jedoch die Möglichkeit, die alte Produktionsanlage durch eine neue (gleichartige) zu ersetzen, so existiert Varietät der Struktur, die u.U. zu einer Anpassung führen kann. Jetzt kann ohne Varietät der Aktionen - es besteht nur die Alternative eines einzigen Auslastunsgrades - der angestrebte Vorzugszustand aufrechterhalten werden, indem die Varietät der Struktur ausgenutzt wird.

Insgesamt läßt sich damit die Varietät eines Systems (V_S) darstellen als:

$$V_S = V_A + V_Z + V_{St} \qquad (7)$$

dabei haben wir gezeigt, daß mindestens einer der Komponenten von V_S größer als Null sein muß, damit sich ein Entscheidungssystem an Umweltveränderungen derart anpassen kann, daß sich das System im Gleichgewicht befindet. Dies ist der Fall, wenn das mit einer Aktion bei der entsprechenden Umweltsituation zu realisierende Ergebnis als erstrebenswert angesehen wird. Da ferner die Varietäten der anderen beiden Komponenten nicht negativ sein können, gilt:

$$V_S \geq 0 \qquad (8)$$

Damit haben wir gezeigt, daß ein System über Varietät - sei es in Form von Varietät der Aktionen, der Ziele oder der Struktur verfügen muß, damit es sich an geänderte Umweltbedingungen anpassen kann. **Varietät** ist somit eine **Voraussetzung** von **Flexibilität**[1].

Fassen wir die vorstehenden Überlegungen zusammen, so gilt:

> Ein anzustrebender Vorzugszustand kann durch Anpassung nur dann erreicht bzw. aufrechterhalten werden, wenn die Varietät des Systems (V_S) mindestens so groß ist wie die Varietät der Umwelteinwirkungen (V_U) vermindert um die Varietät der erstrebenswerten Ergebnisse (V_E);

oder formal ausgedrückt:

$$V_S = V_A + V_Z + V_{St} \geq V_U - V_E \qquad (9)$$

(c) Die Prämisse des deterministischen Zusammenhangs

Auch die dritte Prämisse - der Zusammenhang zwischen einer Umwelteinwirkung und dem Systemverhalten ist deterministischer Natur - bedarf einer genaueren Analyse. Im Kern besagt diese Prämisse, daß ein System bei Eintritt einer Umweltveränderung immer mit Sicherheit die passende Abwehrmaßnahme ergreift. Aufgrund von Übermittlungsfehlern, einer mangelhaften informativen Umweltkopplung oder auch aufgrund von Fehlfunktionen einzelner Systemelemente ist dies in der Praxis jedoch keinesfalls immer gewährleistet. Eine Größe, die diesen Sachverhalt erfaßt, daß nicht immer die richtige Anpassungsmaßnahme gegenüber einer einwirkenden Störung angewendet wird, ist die **Varietät der internen Störungen** (V_{US}) (vgl. MIROW 1969,S.75). Durch

---

[1] Quod demonstrandum erat.

Einführung dieser Größe wächst der Varietätsbedarf eines Systems an. Es muß zusätzliche Varietät bereitgestellt werden, um interne Störungen zu kompensieren. Dadurch erhalten wir:

$$V_S = V_A + V_Z + V_{St} \geq V_U + V_{US} - V_E \quad (10)$$

Da die Varietät der internen Störungen beliebig groß werden kann, die Bereitstellung einer sehr großen Systemvarietät jedoch äußerst unwirtschaftlich ist, muß versucht werden, die Varietät der internen Störungen zu beschränken, damit sich ein System anpassen kann. Dies führt unmittelbar zu zwei weiteren Komponenten der Flexibilität - der Fähigkeit zu einer zweckentsprechenden Selektion und der informativen Umweltkopplung (vgl. dazu Punkt (2) und (3) in 1.3.3).

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 13:38 UHR

Landesversorgung

Ex-Post-Modell
Prognosemodell

Variable	Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)	Koeff.	T-Wert
Absolutglied					
Vormonatsverb.			Gesamt		
Heizgradtage			Bergbau		
Arbeitstage			Grundstoffi.		
Sams- Sonntage			Eisenschaffen.		
Alle Ferien			NE-Metalle		
Sommerferien			Steine u. Erde		
Feiertage			Chemische		
Nicht Werktage			Investitionsg.		
Sonnenscheind.			Stahlverform.		
Trend			Verbrauchsg.		
Sondereinfluß			Textilind.		
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ			Kunststoffver.		
			Nahrung u. G.		
Multipler Korrelationskoef.	.985				
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.970		Konfidenzniveau		90%
F-Wert			Anzahl der Basisdaten		48
Durbin-Watson Statistik	1.924		Letzter Wert der Basis		12.86

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 13:41 UHR

Mittelbare Versorgung

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	-15.0743	-.37				
Vormonatsverb.	0	.0000	.00	Gesamt	1	.0000	.00
Heizgradtage	1	.2546	10.12	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	10.0657	5.78	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	-.6189	-2.06	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	3.5219	2.06	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	1.9226	11.99	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X = 7.JJJJ				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00
Multipler Korrelationskoef.		.975					
Bestimmtheitsmaß (R*2)		.951		Konfidenzniveau			90%
F-Wert		144.9		Anzahl der Basisdaten			48
Durbin-Watson Statistik		2.006		Letzter Wert der Basis			12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 13:45 UHR

Betriebsverbrauch

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	4.1630	5.09
Vormonatsverb.	1	.2338	1.84
Heizgradtage	1	.0020	3.27
Arbeitstage	1	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00
Nicht Werktage	1	-.0936	-2.04
Sonnenscheind.	1	-.1016	-2.39
Trend	1	.0233	3.89
Sondereinfluß	1	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ			

Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Gesamt	0	.0000	.00
Bergbau	0	.0000	.00
Grundstoffi.	0	.0000	.00
Eisenschaffen.	0	.0000	.00
NE-Metalle	0	.0000	.00
Steine u. Erde	0	.0000	.00
Chemische	0	.0000	.00
Investitionsg.	0	.0000	.00
Stahlverform.	0	.0000	.00
Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Textilind.	0	.0000	.00
Kunststoffver.	0	.0000	.00
Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.820		
Bestimmtheitsmaß (R#2)	.673	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	15.2	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.669	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 13:49 UHR

Tarifkunden

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	-515.5574	-3.74
Vormonatsverb.	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.5951	15.85
Arbeitstage	1	29.1661	6.24
Sams- Sonntage	1	24.4262	4.53
Alle Ferien	1	-1.6206	-3.31
Sommerferien	1	.0000	.00
Feiertage	1	18.1385	3.62
Nicht Werktage	1	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	9.3075	3.66
Trend	1	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ			

Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Gesamt	1	-1.9915	-4.31
Bergbau	0	.0000	.00
Grundstoffi.	0	.0000	.00
Eisenschaffen.	0	.0000	.00
NE-Metalle	0	.0000	.00
Steine u. Erde	0	.0000	.00
Chemische	0	.0000	.00
Investitionsg.	0	.0000	.00
Stahlverform.	0	.0000	.00
Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Textilind.	0	.0000	.00
Kunststoffver.	0	.0000	.00
Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.988		
Bestimmtheitsmaß (R#2)	.977	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	204.0	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	2.218	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MA8221

ZEIT : 13:53 UHR

Gewerbe

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	3.1670	.70				
Vormonatsverb.	1	.0000	.00	Gesamt	1	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0032	2.36	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	.7025	3.79	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.0909	4.82	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	29.0361	15.61	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X = 12.1985				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.941		
Bestimmtheitsmaß (R#2)	.886	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	75.9	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	2.133	Letzter Wert der Basis	12.86

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MA8221

ZEIT : 13:56 UHR

Öffentliche Einrichtungen

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	18.7700	2.94				
Vormonatsverb.	0	.0000	.00	Gesamt	1	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0233	5.26	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	1.9322	6.30	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	-.1798	-3.39	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	1.0084	3.36	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.0000	.00	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X = 7.JJJJ				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.945		
Bestimmtheitsmaß (R#2)	.894	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	82.3	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.597	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:00 UHR

Verkehr

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	-11.6656	-3.09
Vormonatsverb.	1	.2536	1.93
Heizgradtage	1	.0000	.00
Arbeitstage	1	.6152	4.03
Sams- Sonntage	1	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.3617	3.38
Trend	1	.1379	5.27
Sondereinfluß	1	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ			

Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Gesamt	1	.0000	.00
Bergbau	0	.0000	.00
Grundstoffi.	0	.0000	.00
Eisenschaffen.	0	.0000	.00
NE-Metalle	0	.0000	.00
Steine u. Erde	0	.0000	.00
Chemische	0	.0000	.00
Investitionsg.	0	.0000	.00
Stahlverform.	0	.0000	.00
Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Textilind.	0	.0000	.00
Kunststoffver.	0	.0000	.00
Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.898		
Bestimmtheitsmaß (R**2)	.807	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	41.0	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.750	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:04 UHR

Bergbau

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	14.6456	5.80
Vormonatsverb.	1	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0000	.00
Arbeitstage	1	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	-.8958	-7.99
Trend	1	.0647	2.85
Sondereinfluß	1	.0000	.00
MM.JJJJ R X ≤ 9.1980			

Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Gesamt	0	.0000	.00
Bergbau	1	.0000	.00
Grundstoffi.	0	.0000	.00
Eisenschaffen.	0	.0000	.00
NE-Metalle	0	.0000	.00
Steine u. Erde	0	.0000	.00
Chemische	0	.0000	.00
Investitionsg.	0	.0000	.00
Stahlverform.	0	.0000	.00
Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Textilind.	0	.0000	.00
Kunststoffver.	0	.0000	.00
Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.784		
Bestimmtheitsmaß (R**2)	.616	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	34.5	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.873	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:08 UHR

Eisen- u. Stahlerzeugende

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	150.9134	6.02				
Vormonatsverb.	1	.0000	.00	Gesamt	1	-.7042	-2.79
Heizgradtage	1	.0000	.00	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	3.5543	3.72	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	1	1.7631	8.65
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	1.5132	2.80	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.6014	5.39	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	-13.5933	-2.19	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X = 12.JJJJ				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.925		
Bestimmtheitsmaß (R**2)	.856	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	34.9	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.284	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:12 UHR

NE-Metalle

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	-46.4763	-3.98				
Vormonatsverb.	1	.2284	2.00	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0000	.00	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	2.3039	6.52	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	1	.0000	.00
Sommerferien	1	-.8598	-1.76	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	1.9389	5.06	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.2039	5.61	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.925		
Bestimmtheitsmaß (R**2)	.856	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	44.0	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.963	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:17 UHR

Zementindustrie

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	59.4647	10.74				
Vormonatsverb.	1	.0000	.00	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0000	.00	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	.0000	.00	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	-.1886	-2.28	Steine u. Erde	1	.6698	18.71
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	1.0213	1.82	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.0000	.00	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.943		
Bestimmtheitsmaß (R^2)	.889	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	194.8	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.742	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:21 UHR

Übrige Steine und Erden

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	8.4529	4.63				
Vormonatsverb.	1	.1424	2.50	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0000	.00	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	.2370	3.35	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	-.0298	-2.50	Steine u. Erde	1	.0856	14.58
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.0000	.00	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X ≤ 12.1979				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.953		
Bestimmtheitsmaß (R^2)	.909	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	97.5	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.982	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:25 UHR

Chemische Industrie

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	27.0387	1.47				
Vormonatsverb.	1	.2556	2.28	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	-.0684	-5.68	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	.0000	.00	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	1	1.3664	4.23
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.5461	2.36	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.918		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.844	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	52.9	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	2.259	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:30 UHR

Sonstige Grundstoff- und P.

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	-25.1066	-3.48				
Vormonatsverb.	1	.4171	3.19	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0000	.00	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	1.3027	4.23	Grundstoffi.	1	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	-.1471	-2.42	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	-.6951	-3.88	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.1669	3.21	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.887		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.787	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	27.4	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.631	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:34 UHR

Eisen- u. Stahlverarbeitung

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	30.2214	4.04
Vormonatsverb.	1	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0074	6.10
Arbeitstage	1	.8371	3.39
Sams- Sonntage	1	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00
Sommerferien	1	-.2269	-7.18
Feiertage	1	.0000	.00
Nicht Werktage	1	-.9025	-3.19
Sonnenscheind.	1	.0000	.00
Trend	1	.1432	10.05
Sondereinfluß	1	.0000	.00

MM.JJJJ R X R MM.JJJJ

Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Gesamt	0	.0000	.00
Bergbau	0	.0000	.00
Grundstoffi.	0	.0000	.00
Eisenschaffen.	0	.0000	.00
NE-Metalle	0	.0000	.00
Steine u. Erde	0	.0000	.00
Chemische	0	.0000	.00
Investitionsg.	0	.0000	.00
Stahlverform.	1	.2324	9.54
Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Textilind.	0	.0000	.00
Kunststoffver.	0	.0000	.00
Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.973		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.946	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	103.7	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	2.367	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:38 UHR

Maschinenbau

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	16.2439	3.46
Vormonatsverb.	1	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0056	3.75
Arbeitstage	1	.3289	2.12
Sams- Sonntage	1	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00
Sommerferien	1	-.1279	-6.07
Feiertage	1	.0000	.00
Nicht Werktage	1	-.5249	-2.85
Sonnenscheind.	1	.2450	2.37
Trend	1	.0432	4.80
Sondereinfluß	1	.0000	.00

MM.JJJJ R X R MM.JJJJ

Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Gesamt	0	.0000	.00
Bergbau	0	.0000	.00
Grundstoffi.	0	.0000	.00
Eisenschaffen.	0	.0000	.00
NE-Metalle	0	.0000	.00
Steine u. Erde	0	.0000	.00
Chemische	0	.0000	.00
Investitionsg.	0	.0000	.00
Stahlverform.	1	.0761	4.43
Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Textilind.	0	.0000	.00
Kunststoffver.	0	.0000	.00
Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.968		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.937	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	70.3	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	2.285	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:43 UHR

KFZ-Industrie

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	12.5027	2.92				
Vormonatsverb.	1	.0000	.00	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0052	3.31	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	.7328	3.65	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	-.2419	-6.04	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	1	.1153	3.86
Trend	1	.0000	.00	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	-8.6650	-4.86	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X = 6.1984				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.918		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.843	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	39.8	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.990	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 14:47 UHR

Sonstige Investitionsgüter

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	5.3056	7.78				
Vormonatsverb.	1	.0000	.00	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0000	.00	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	.0000	.00	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	-.1068	-1.53	Investitionsg.	1	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.0000	.00	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ				Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.220		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.048	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	2.2	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.955	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 15:09 UHR

Textilindustrie

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	12.7378	2.46				
Vormonatsverb.	1	.0000	.00	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0000	.00	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	1.0034	4.05	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	-.6557	-6.74	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.0000	.00	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	4.4821	1.9%	Textilind.	1	.0792	2.04
MM.JJJJ R X =		7.JJJJ		Kunststoffver.	0	.0000	.00
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.937		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.878	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	70.3	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	2.330	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 15:14 UHR

Kunststoffverarbeitung

Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert	Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	5.6227	1.60				
Vormonatsverb.	1	.0000	.00	Gesamt	0	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0000	.00	Bergbau	0	.0000	.00
Arbeitstage	1	.5709	4.43	Grundstoffi.	0	.0000	.00
Sams- Sonntage	1	.0000	.00	Eisenschaffen.	0	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00	NE-Metalle	0	.0000	.00
Sommerferien	1	-.2144	-10.03	Steine u. Erde	0	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00	Chemische	0	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00	Investitionsg.	0	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	.0000	.00	Stahlverform.	0	.0000	.00
Trend	1	.0801	5.15	Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Sondereinfluß	1	.0000	.00	Textilind.	0	.0000	.00
MM.JJJJ R X =		7.JJJJ		Kunststoffver.	1	.1172	5.57
				Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.949		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.902	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	89.9	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	1.918	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 15:00 UHR

Übrige Verbrauchsgüterind. Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	17.3819	2.58
Vormonatsverb.	1	.0000	.00
Heizgradtage	1	.0045	4.08
Arbeitstage	1	.4684	2.10
Sams- Sonntage	1	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00
Sommerferien	1	-.3069	-11.84
Feiertage	1	.0000	.00
Nicht Werktage	1	-1.0120	-4.12
Sonnenscheind.	1	.0000	.00
Trend	1	.1374	11.06
Sondereinfluß	1	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ			

Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Gesamt	0	.0000	.00
Bergbau	0	.0000	.00
Grundstoffi.	0	.0000	.00
Eisenschaffen.	0	.0000	.00
NE-Metalle	0	.0000	.00
Steine u. Erde	0	.0000	.00
Chemische	0	.0000	.00
Investitionsg.	0	.0000	.00
Stahlverform.	0	.0000	.00
Verbrauchsg.	1	.0000	.00
Textilind.	0	.0000	.00
Kunststoffver.	0	.0000	.00
Nahrung u. G.	0	.0000	.00

Multipler Korrelationskoef.	.955		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.912	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	77.0	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	2.009	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

---------- H I V V - S T R O M V E R B R A U C H S A N A L Y S E ----------

DATUM: 24.10.1986 R E G R E S S I O N S M O D E L L MAS221

ZEIT : 15:04 UHR

Nahrungs- und Genußmittel Ex-Post-Modell 1
Prognosemodell 0

Variable		Koeff.	T-Wert
Absolutglied	1	8.4253	3.46
Vormonatsverb.	1	.0000	.00
Heizgradtage	1	-.0040	-2.91
Arbeitstage	1	.7156	7.54
Sams- Sonntage	1	.0000	.00
Alle Ferien	1	.0000	.00
Sommerferien	1	.0000	.00
Feiertage	1	.0000	.00
Nicht Werktage	1	.0000	.00
Sonnenscheind.	1	-.1942	-2.05
Trend	1	.0876	9.22
Sondereinfluß	1	.0000	.00
MM.JJJJ R X R MM.JJJJ			

Variable (Index Nettop.)		Koeff.	T-Wert
Gesamt	0	.0000	.00
Bergbau	0	.0000	.00
Grundstoffi.	0	.0000	.00
Eisenschaffen.	0	.0000	.00
NE-Metalle	0	.0000	.00
Steine u. Erde	0	.0000	.00
Chemische	0	.0000	.00
Investitionsg.	0	.0000	.00
Stahlverform.	0	.0000	.00
Verbrauchsg.	0	.0000	.00
Textilind.	0	.0000	.00
Kunststoffver.	0	.0000	.00
Nahrung u. G.	1	.0302	1.66

Multipler Korrelationskoef.	.944		
Bestimmtheitsmaß (R*2)	.892	Konfidenzniveau	90%
F-Wert	61.6	Anzahl der Basisdaten	48
Durbin-Watson Statistik	2.115	Letzter Wert der Basis	12.85

PF1:INFO PF2:ABBRUCH PF3:ZURUECK PF12:SICHERN

Im folgenden werden die Regressionsmodelle ausgewählter Kundengruppen wiedergegeben. Im einzelnen handelt es sich dabei um die Modelle

- der mittelbaren Versorgung
- der Tarifkunden
- des Gewerbes u.a.
- der öffentlichen Einrichtungen.

FÜr jede dieser Kundengruppen werden die Regressionskoeffizienten, die T-Werte, das Bestimmtheitsmaß, der F-Wert und der Durbin-Watson-Wert für die Regressionsmodelle wiedergegeben, die beginnend mit einem Datenstand 1/1985 sukzessive, monatlich aktualisiert werden, bis zum Datenstand 12/1986.

Die wiedergegebenen Regressionsmodelle verwenden 48 Monatswerte und ein Konfidenzniveau von 90%; d.h., alle in ein Modell aufgenommenen Variablen weisen mit mindestens 90%iger Wahrscheinlichkeit den durch das Vorzeichen des Regressionskoeffizienten ausgewiesenen Einfluß auf den Stromverbrauch auf.

Variable \ Modell	1/85	2/85	3/85	4/85	5/85	6/85	7/85	8/85	9/85	10/85	11/85	12/85
Absolutglied	4.58 (.11)	-166.21 (-1.78)	3.61 (.09)	-2.80 (-.06)	-16.80 (-.39)	-35.74 (-.81)	-27.43 (-.65)	-28.89 (-.67)	-26.95 (-.63)	-13.73 (-.33)	-18.60 (-.45)	-15.07 (-.37)
Heizgradtage	.29 (22.72)	.29 (23.01)	.29 (23.30)	.29 (23.05)	.29 (23.76)	.25 (9.60)	.25 (9.79)	.25 (9.82)	.25 (10.03)	.25 (10.02)	.26 (10.12)	.25 (10.12)
Anzahl der Arbeitstage	10.27 (5.51)	15.15 (4.87)	10.15 (5.70)	10.22 (5.70)	10.57 (5.86)	11.17 (6.10)	10.52 (5.77)	10.56 (5.75)	10.51 (5.69)	10.22 (5.60)	10.33 (5.75)	10.07 (5.78)
Anzahl Sams- und Sonntage	-	7.84 (2.15)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Basisstrom-verbrauch"	230.6	229.9	227.0	222.0	215.7	210.0	204.0	203.5	204.3	211.2	208.6	206.4
Anzahl aller Ferientage	-.94 (-3.21)	-1.12 (-3.77)	-.87 (-3.05)	-.91 (-3.07)	-.89 (-3.08)	-.75 (-2.47)	-.73 (-2.53)	-.74 (-2.40)	-.72 (-2.33)	-.69 (-2.24)	-.67 (-2.20)	-.62 (-2.06)
Anzahl Sommer-ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl der Feiertage	-	6.04 (1.73)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl Nicht-Werktage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonnenschein-dauer	-	-	-	-	-	3.41 (1.89)	3.74 (2.09)	3.74 (2.09)	3.56 (2.01)	3.38 (1.90)	3.22 (1.81)	3.52 (2.06)
Trend	1.78 (10.60)	1.75 (10.55)	1.81 (10.93)	1.86 (11.26)	1.92 (11.88)	1.94 (11.34)	1.97 (11.98)	1.97 (11.93)	1.96 (12.01)	1.89 (11.54)	1.91 (11.88)	1.92 (11.99)
Index indust. NP - Gesamt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R^2	.948	.955	.955	.955	.955	.952	.953	.949	.947	.946	.950	.951
F-Wert	177.7	123.8	208.5	208.9	208.4	148.8	151.1	138.5	132.4	132.0	141.4	144.9
Durbin-Watson Statistik	2.014	1.966	2.001	2.036	2.069	1.960	2.072	2.077	2.076	2.034	2.036	2.006

Der "Basisstromverbrauch" berechnet sich aus dem Absolutglied + 22 • Anzahl der Arbeitstage + 8 • Anzahl Sams- und Sonntage

Variable \ Modell	1/86	2/86	3/86	4/86	5/86	6/86	7/86	8/86	9/86	10/86	11/86	12/86
Absolutglied	-72.51 (-1.46)	-76.63 (-1.46)	-74.11 (-1.43)	-79.93 (-1.55)	-33.43 (-.82)	-94.69 (-1.86)	-99.60 (-2.04)	-106.66 (-2.07)	-98.44 (-1.90)	-89.12 (-1.75)	-94.63 (-1.77)	-110.42 (-2.15)
Heizgradtage	.24 (9.69)	.24 (9.98)	.23 (9.36)	.23 (9.54)	.24 (9.79)	.23 (9.82)	.23 (10.08)	.24 (9.86)	.24 (9.52)	.24 (9.65)	.25 (9.92)	.25 (10.40)
Anzahl der Arbeitstage	12.36 (5.83)	12.61 (5.82)	12.37 (5.73)	12.59 (5.84)	10.35 (6.29)	12.73 (6.09)	12.75 (6.37)	13.43 (6.51)	13.21 (6.34)	12.98 (6.32)	13.55 (6.40)	14.78 (6.97)
Anzahl Sams- und Sonntage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Basisstrom-verbrauch*	199.5	200.7	198.1	197.1	194.2	185.4	180.8	188.7	192.2	196.4	203.4	214.7
Anzahl aller Ferientage	-.65 (-2.21)	-.64 (-2.19)	-.71 (-2.53)	-.73 (-2.59)	-.70 (-2.45)	-.66 (-2.39)	-.74 (-2.68)	-.94 (-3.47)	-.89 (-3.23)	-.89 (-3.25)	-.85 (-2.98)	-.85 (-3.12)
Anzahl Sommer-ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl der Feiertage	3.66 (1.68)	3.96 (1.82)	4.00 (1.86)	3.93 (1.81)	-	3.42 (1.67)	3.68 (1.83)	4.32 (2.08)	4.43 (2.10)	4.17 (1.95)	4.14 (1.87)	5.34 (2.43)
Anzahl Nicht-Werktage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonnenschein-dauer	4.10 (2.41)	4.30 (2.58)	4.70 (2.81)	4.43 (2.67)	4.37 (2.62)	5.01 (3.04)	5.18 (3.22)	4.99 (2.97)	4.78 (2.76)	4.79 (2.83)	3.73 (2.16)	3.95 (2.41)
Trend	1.98 (12.59)	1.96 (12.09)	1.99 (12.16)	2.01 (12.02)	2.04 (12.30)	2.10 (12.96)	2.13 (13.64)	2.06 (12.55)	2.02 (12.36)	1.99 (12.36)	1.93 (11.70)	1.83 (11.80)
Index indust. NP - Gesamt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R^2	.958	.961	.962	.963	.960	.962	.962	.956	.952	.953	.949	0.955
F-Wert	136.2	145.1	149.9	152.4	181.2	150.1	147.5	127.1	118.0	118.4	110.2	125.7
Durbin-Watson Statistik	1.940	1.885	1.850	1.854	1.924	1.943	1.987	1.915	1.864	1.870	1.695	1.758

* Der "Basisstromverbrauch" berechnet sich aus dem Absolutglied + 22 • Anzahl der Arbeitstage + 8 • Anzahl Sams- und Sonntage

Variable \ Modell	1/85	2/85	3/85	4/85	5/85	6/85	7/85	8/85	9/85	10/85	11/85	12/85
Absolutglied	-679.51 (-6.17)	-554.60 (-4.95)	-569.68 (-4.67)	-556.20 (-4.54)	-579.44 (-4.68)	-582.07 (-4.69)	-553.08 (-4.40)	-558.45 (-4.45)	-540.25 (-4.36)	-544.49 (-4.39)	-531.10 (-4.12)	-515.56 (-3.74)
Heizgradtage	.54 (16.82)	.56 (17.07)	.58 (17.15)	.58 (17.21)	.59 (17.11)	.58 (17.16)	.58 (16.74)	.58 (16.69)	.57 (16.53)	.57 (16.58)	.57 (15.91)	.60 (15.85)
Anzahl der Arbeitstage	34.49 (9.00)	30.33 (7.85)	30.26 (7.21)	29.80 (7.07)	30.44 (7.22)	30.71 (7.35)	29.85 (6.97)	30.03 (7.02)	29.61 (7.04)	29.75 (7.08)	28.84 (6.63)	29.17 (6.24)
Anzahl Sams- und Sonntage	29.03 (6.93)	25.13 (5.79)	27.20 (5.81)	26.68 (5.67)	28.02 (5.64)	27.59 (5.57)	26.33 (5.29)	26.60 (5.34)	25.81 (5.23)	26.00 (5.25)	26.64 (5.18)	24.43 (4.53)
Basisstrom-verbrauch*	311.5	313.6	313.7	312.9	314.4	314.2	314.2	314.9	317.7	317.9	316.4	321.5
Anzahl aller Ferientage	-1.85 (-4.71)	-1.81 (-4.50)	-1.74 (-3.99)	-1.64 (-3.60)	-1.75 (-3.74)	-1.74 (-3.71)	-1.47 (-3.31)	-1.47 (-3.21)	-1.49 (-3.31)	-1.49 (-3.32)	-1.44 (-3.09)	-1.62 (-3.31)
Anzahl Sommer-ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl der Feiertage	25.84 (6.33)	20.77 (4.88)	20.40 (4.42)	20.22 (4.40)	21.59 (4.74)	21.63 (4.73)	20.81 (4.49)	20.80 (4.48)	20.09 (4.38)	20.11 (4.40)	20.16 (4.23)	18.14 (3.62)
Anzahl Nicht-Werktage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonnenschein-dauer	13.09 (5.89)	12.18 (5.37)	10.74 (4.53)	10.84 (4.60)	10.40 (4.33)	10.63 (4.53)	10.66 (4.42)	10.57 (4.39)	11.09 (4.65)	11.07 (4.65)	11.09 (4.43)	9.31 (3.66)
Trend	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Index indust. NP - Gesamt	-2.74 (-5.94)	-2.74 (-5.78)	-2.44 (-4.90)	-2.41 (-4.90)	-2.37 (-4.83)	-2.40 (-4.94)	-2.19 (-4.60)	-2.24 (-4.71)	-2.14 (-4.64)	-2.10 (-4.86)	-1.88 (-4.32)	-1.99 (-4.31)
R^2	.985	.984	.982	.982	.982	.982	.981	.981	.981	.982	.980	.977
F-Wert	312.9	302.4	265.9	268.7	267.4	263.0	254.9	250.9	256.3	256.9	242.6	204.0
Durbin-Watson Statistik	2.237	2.255	2.016	2.213	2.215	2.232	2.237	2.213	2.241	2.248	2.194	2.218

* Der "Basisstromverbrauch" berechnet sich aus dem Absolutglied + 22 • Anzahl der Arbeitstage + 8 • Anzahl Sams- und Sonntage

Variable \ Modell	1/86	2/86	3/86	4/86	5/86	6/86	7/86	8/86	9/86	10/86	11/86	12/86
Absolutglied	-451.77 (-3.35)	-478.70 (-3.54)	-505.19 (-3.25)	-501.76 (-3.18)	-493.89 (-3.11)	-472.14 (-2.95)	-477.31 (-3.04)	-470.95 (-2.98)	-507.67 (-3.16)	-528.29 (-3.27)	-497.13 (-2.99)	-479.96 (-2.84)
Heizgradtage	.59 (16.21)	.59 (16.96)	.60 (15.01)	.59 (14.91)	.59 (14.76)	.59 (14.60)	.59 (14.90)	.59 (14.75)	.60 (13.95)	.59 (14.10)	.57 (13.07)	.58 (13.03)
Anzahl der Arbeitstage	27.47 (6.09)	28.34 (6.29)	28.24 (5.43)	28.04 (5.33)	27.67 (5.21)	26.99 (5.05)	27.15 (5.20)	26.76 (5.10)	27.67 (5.20)	28.22 (5.31)	26.85 (4.92)	26.09 (4.67)
Anzahl Sams- und Sonntage	21.44 (3.96)	22.35 (4.11)	25.00 (4.05)	24.85 (3.96)	24.84 (3.93)	24.65 (3.86)	24.72 (3.94)	24.98 (3.95)	26.65 (4.15)	27.79 (4.24)	27.69 (4.10)	27.93 (4.03)
Basisstrom-verbrauch*	324.0	323.6	316.0	314.0	313.5	318.8	317.8	317.6	314.2	314.9	315.0	317.6
Anzahl aller Ferientage	-1.51 (-3.19)	-1.52 (-3.22)	-1.10 (-2.08)	-1.07 (-2.00)	-1.03 (-1.91)	-1.17 (-2.14)	-1.28 (-2.35)	-1.14 (-2.18)	-1.15 (-2.14)	-1.20 (-2.23)	-1.24 (-2.23)	-1.32 (-2.36)
Anzahl Sommer-ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl der Feiertage	16.63 (3.42)	17.59 (3.67)	19.92 (3.65)	20.85 (3.84)	21.23 (3.92)	20.70 (3.79)	21.12 (3.93)	20.70 (3.84)	22.10 (4.04)	22.44 (4.12)	22.30 (3.97)	20.86 (3.66)
Anzahl Nicht-Werktage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonnenschein-dauer	9.15 (3.73)	9.10 (3.81)	8.37 (3.02)	9.07 (3.32)	9.35 (3.38)	8.69 (3.12)	8.70 (3.21)	8.69 (3.18)	8.27 (2.87)	8.58 (3.03)	10.42 (3.55)	9.49 (3.19)
Trend	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Index indust. NP - Gesamt	-1.75 (-3.77)	-1.73 (-3.72)	-1.40 (-2.64)	-1.57 (-3.06)	-1.49 (-2.89)	-1.41 (-2.74)	-1.33 (-2.63)	-1.37 (-2.60)	-1.52 (-2.91)	-1.52 (-3.07)	-1.41 (-2.80)	-1.42 (-2.74)
R^2	.978	.979	.973	.972	.972	.971	.972	.972	.970	.971	.969	.967
F-Wert	213.0	221.5	170.3	167.4	167.2	161.8	167.8	163.7	155.8	158.3	149.7	141.6
Durbin-Watson Statistik	2.424	2.416	2.130	2.369	2.393	2.247	2.292	2.285	2.216	2.301	2.192	2.357

* Der "Basisstromverbrauch" berechnet sich aus dem Absolutglied + 22 • Anzahl der Arbeitstage + 8 • Anzahl Sams- und Sonntage

Variable \ Modell	1/85	2/85	3/85	4/85	5/85	6/85	7/85	8/85	9/85	10/85	11/85	12/85
Absolutglied	4.8677 (1.41)	4.5219 (1.30)	1.6811 (.39)	2.0947 (.48)	2.0046 (.44)	.4279 (.09)	.8156 (.18)	1.4020 (.30)	1.3064 (.28)	3.1314 (.71)	3.1954 (.72)	3.1670 (.70)
Vormonats-verbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Heizgradtage	-	-	.0026 (2.01)	.0027 (2.06)	.0026 (2.06)	.0030 (2.34)	.0030 (2.35)	.0033 (2.52)	.0034 (2.61)	.0033 (2.50)	.0033 (2.51)	.0032 (2.36)
Anzahl der Arbeitstage	.6149 (4.03)	.6251 (4.18)	.6856 (3.72)	.6892 (3.73)	.6885 (3.64)	.7744 (4.14)	.7713 (4.19)	.7519 (4.05)	.7449 (4.02)	.7040 (3.82)	.7058 (3.87)	.7025 (3.79)
Anzahl Sams- und Sonntage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Basisstrom-verbrauch*	18.4	18.3	16.8	17.3	17.2	17.5	17.8	17.9	17.7	18.6	18.7	18.6
Anzahl aller Ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl Sommer-ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl der Feiertage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl Nicht-Werktage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonnenschein-dauer	.1601	.1526	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trend	.0949 (6.58)	.0964 (6.65)	.1122 (6.32)	.1070 (6.01)	.1082 (6.12)	.1043 (5.74)	.1012 (5.70)	.0981 (5.46)	.0998 (5.54)	.0907 (4.97)	.0898 (4.96)	.0909 (4.82)
Sondereinfluß X = 12.1985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.0361 (15.61)
Index indust. NP - Gesamt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R^2	.611	.612	.589	.566	.545	.517	.523	.503	.508	.487	.479	.886
F-Wert	21.4	21.5	19.6	17.8	16.4	14.6	15.0	13.8	14.1	12.9	12.5	75.9
Durbin-Watson Statistik	2.075	2.100	1.787	2.177	2.190	2.158	2.163	2.134	2.133	2.105	2.130	2.133

* Der "Basisstromverbrauch" berechnet sich aus dem Absolutglied + 22 * Anzahl der Arbeitstage + 8 * Anzahl Sams- und Sonntage

Modell / Variable	1/86	2/86	3/86	4/86	5/86	6/86	7/86	8/86	9/86	10/86	11/86	12/86
Absolutglied	1.4945 (.33)	2.0002 (.43)	1.2769 (.28)	1.2682 (.28)	2.6135 (.57)	-1.2725 (-.30)	-2.6581 (-.66)	-2.7574 (-.69)	-2.9902 (-.76)	-2.0511 (-.55)	-2.5850 (-.68)	-3.5654 (-.91)
Vormonats-verbrauch	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Heizgradtage verbrauch	.0036 (2.58)	.0039 (2.86)	.0045 (3.25)	.0046 (3.37)	.0047 (3.61)	.0053 (4.68)	.0052 (4.51)	.0055 (4.77)	.0055 (4.72)	.0054 (4.68)	.0054 (4.73)	.0060 (5.02)
Anzahl der Arbeitstage	.7438 (4.00)	.7068 (3.76)	.7818 (4.19)	.7902 (4.29)	.7793 (4.73)	.8665 (5.52)	.9013 (5.83)	.8939 (5.80)	.8959 (5.86)	.8817 (5.93)	.8886 (6.07)	.9042 (5.89)
Anzahl Sams- und Sonntage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Basisstrom-verbrauch	17.9	17.6	18.5	18.7	19.8	17.8	17.2	16.9	16.7	17.3	17.0	16.3
Anzahl aller Ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl Sommer-ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl der Feiertage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl Nicht-Werktage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonnenschein-dauer	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Trend	.0978 (5.07)	.0993 (5.05)	.0913 (4.74)	.0900 (4.66)	.0799 (4.22)	.0957 (5.85)	.1020 (6.31)	.1030 (6.42)	.1045 (6.52)	.0993 (6.24)	.1024 (6.48)	.1072 (6.59)
Sondereinfluß X = 12.1985	28.8521 (15.26)	28.6474 (15.14)	28.8066 (15.76)	28.7662 (15.81)	28.9059 (16.18)	28.8015 (18.51)	28.7466 (18.26)	28.7232 (18.33)	28.6973 (18.30)	28.7443 (18.43)	28.7356 (18.61)	28.5186 (17.82)
Index indust. NP - Gesamt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R^2	.884	.882	.888	.888	.887	.914	.913	.913	.913	.913	.914	.909
F-Wert	74.7	72.9	77.5	77.8	77.1	104.1	102.4	103.1	103.0	103.1	103.9	97.9
Durbin-Watson Statistik	2.077	2.025	2.140	2.160	1.829	2.102	2.063	2.131	2.132	2.103	2.052	1.960

Variable \ Modell	1/85	2/85	3/85	4/85	5/85	6/85	7/85	8/85	9/85	10/85	11/85	12/85
Absolutglied	12.0560 (1.86)	12.1382 (1.83)	8.5099 (1.18)	8.8899 (1.18)	14.1426 (1.94)	13.3147 (1.80)	11.7235 (1.62)	12.8548 (1.75)	13.3445 (1.85)	15.3899 (2.27)	14.6265 (2.14)	18.7700 (2.94)
Heizgradtage	.0232 (5.53)	.0227 (5.35)	.0216 (5.16)	.0216 (5.15)	.0212 (4.86)	.0210 (4.80)	.0209 (4.79)	.0209 (4.81)	.0204 (4.78)	.0209 (4.94)	.0211 (5.00)	.0233 (5.26)
Anzahl der Arbeitstage	1.7196 (5.84)	1.7700 (5.97)	1.9252 (6.02)	1.9045 (5.87)	1.6874 (5.37)	1.7317 (5.63)	1.8084 (5.78)	1.7758 (5.64)	1.7950 (5.73)	1.7802 (5.85)	1.8046 (6.01)	1.9322 (6.30)
Anzahl Sams- und Sonntage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Basisstrom-verbrauch*	49.9	51.1	50.9	50.8	51.3	51.4	51.5	51.9	52.8	54.6	54.3	61.3
Anzahl aller Ferientage	-.1843 (-4.02)	-.1838 (-3.93)	-.2212 (-4.21)	-.2168 (-3.92)	-.1832 (-3.62)	-.1813 (-3.55)	-.1758 (-3.56)	-.1662 (-3.13)	-.1684 (-3.23)	-.1654 (-3.22)	-.1628 (-3.18)	-.1798 (-3.39)
Anzahl Sommer-ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl der Feiertage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl Nicht-Werktage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonnenschein-dauer	1.1475 (3.98)	1.1728 (4.01)	1.2870 (4.45)	1.2855 (4.45)	1.2297 (4.08)	1.2612 (4.16)	1.2405 (4.05)	1.2390 (4.05)	1.2585 (4.20)	1.2176 (4.10)	1.1903 (4.01)	1.0084 (3.36)
Trend	.1013 (3.90)	.0896 (3.36)	.0910 (3.34)	.0915 (3.28)	.0883 (3.15)	.0861 (3.00)	.0876 (3.10)	.0826 (2.91)	.0753 (2.72)	.0591 (2.16)	.0612 (2.27)	-
Index indust. NP - Gesamt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R^2	.926	.924	.926	.924	.915	.913	.912	.906	.906	.908	.910	.894
F-Wert	93.8	91.1	73.1	71.8	79.7	78.5	76.7	71.5	71.7	73.6	74.8	82.3
Durbin-Watson Statistik	1.943	1.897	1.856	1.913	1.826	1.847	1.849	1.885	1.900	1.859	1.848	1.597

* Der "Basisstromverbrauch" berechnet sich aus dem Absolutglied + 22 • Anzahl der Arbeitstage + 8 • Anzahl Sams- und Sonntage

Modell / Variable	1/86	2/86	3/86	4/86	5/86	6/86	7/86	8/86	9/86	10/86	11/86	12/86
Absolutglied	7.4595 (1.01)	7.3212 (.96)	8.0104 (1.04)	9.2215 (1.27)	10.4403 (1.38)	9.9651 (1.29)	14.9507 (1.93)	21.9348 (3.35)	21.1891 (3.29)	20.6534 (3.29)	13.7229 (1.91)	12.3805 (1.62)
Heizgradtage	.0236 (5.10)	.0239 (5.34)	.0238 (5.13)	.0253 (5.65)	.0250 (5.55)	.0250 (5.57)	.0253 (5.39)	.0271 (5.89)	.0251 (5.23)	.0239 (5.04)	.0246 (5.38)	.0237 (4.88)
Anzahl der Arbeitstage	2.1058 (6.64)	2.1042 (6.56)	2.0244 (6.17)	2.0280 (6.53)	1.9559 (6.39)	1.9654 (6.40)	1.8089 (5.82)	1.7821 (5.72)	1.8396 (6.00)	1.8736 (6.29)	1.9017 (6.68)	1.8581 (6.09)
Anzahl Sams- und Sonntage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Basisstrom-verbrauch*	53.8	53.6	52.5	53.8	53.4	53.2	54.7	61.1	61.7	61.9	55.6	53.5
Anzahl aller Ferientage	-.1886 (-3.40)	-.1889 (-3.40)	-.1778 (-3.27)	-.1747 (-3.33)	-.1772 (-3.36)	-.1686 (-3.19)	-.1550 (-2.75)	-.1526 (-2.85)	-.1684 (-3.13)	-.1726 (-3.26)	-.1688 (-3.29)	-.1539 (-2.82)
Anzahl Sommer-ferientage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl der Feiertage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Anzahl Nicht-Werktage	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sonnenschein-dauer	1.0303 (3.27)	1.0172 (3.28)	1.0208 (3.22)	.9383 (3.09)	.9284 (2.99)	.9602 (3.05)	.9898 (3.00)	.8371 (2.62)	.9366 (2.87)	1.0192 (3.17)	.9982 (3.22)	1.1413 (3.48)
Trend	.0706 (2.37)	.0721 (2.37)	.0802 (2.57)	.0687 (2.23)	.0732 (2.36)	.0734 (2.35)	.0545 (1.70)	-	-	-	.0516 (1.76)	.0679 (2.18)
Index indust. NP - Gesamt	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
R^2	.898	.902	.899	.906	.903	.903	.891	.885	.886	.889	.898	.888
F-Wert	65.5	68.4	66.5	71.8	69.4	69.0	60.4	75.6	76.0	78.6	65.3	59.1
Durbin-Watson Statistik	1.823	1.921	1.838	1.910	1.891	1.916	1.868	1.837	1.855	1.752	1.834	1.716

* Der "Basisstromverbrauch" berechnet sich aus dem Absolutglied + 22 • Anzahl der Arbeitstage + 8 • Anzahl Sams- und Sonntage

L I T E R A T U R V E R Z E I C H N I S

ACKERMANN,KLAUS : Gesamtwirtschaftliche Stabilität bei individueller Entscheidungsfreiheit. Quickborn 1967.

ACTON,JAN - MITCHELL,BRIDGER - MOWILL,RAGNHILD : Residential Demand for Electricity in Los Angles: An Econometric Study of Disaggregated Data. The Rand Corporation, Report R-1899-NSF, Sept. 1976.

ADAM,DIETRICH : Betriebswirtschaftliche Modelle: Aufgaben, Aufbau, Eignung. In: WISU, 4 (1975) 8, S.83-85 (Teil I); 4 (1975) 9, S.97-101 (Teil II).

ADAMS,GAIL : The Household Demand for Electricity. Ph.Diss. University of Massachusetts 1984.

AIGNER,DENNIS J. - SORVOSHIAN,CYRUS - KERWIN,PAMELA : Conditional Demand Analysis for Estimating Residential End-Use Load Profils. In: EJ, 5 (1984) 3, S.81-97.

ALBACH,HORST : Beiträge zur Unternehmensplanung. 3.Aufl., Wiesbaden 1979.

ALBACH,HORST - HAHN,DIETER - MERTENS,PETER (Hrsg.) : Frühwarnsysteme. (ZfB - Ergänzungsheft Nr.2, 49 (1979)).

ALBERT,HANS : Probleme der Theoriebildung. In: THEORIE und Realität, hrsg. v. Hans Albert, Tübingen 1964, S.3-70.

ALBERT,HANS : Theorie und Prognose in den Sozialwissenschaften. In: Logik der Sozialwissenschaften , hrsg. v. Ernst Topitsch, 8.Aufl. Köln 1972, S.126-143.

ALBRECHT,G. et al. : Energie-Handbuch, Projektgruppe 'Sozialverträglichkeit von Energiesystemen'. Jülich 1983.

ALSONSO,WILLIAM : Predicting Best with Imperfect Data. In: Journal for the American Institute of Planers, 34 (1968), S.248-255.

ALTROGGE,GÜNTHER : Flexibilität der Produktion. In: HWProd, hrsg. v. Werner Kern, Stuttgart 1979, Sp.604-618.

ANDERSON,KENT P. : Residential Energy Use: An Econometric Analysis. The Rand Corporation, Report R-1297-NSF. October 1973.

ANSOFF,H.IGOR : Corporate Strategy. New York u.a. 1965.

ANSOFF,H.IGOR : Managing Surprise and Discontinuity - Strategic Response to Weak Signals. In: ZfbF, 28 (1976) , S.129-152.

ANSOFF,H.IGOR : Beherrschung des Wandels durch Flexibilität. In: Unternehmenssicherung durch Führung im Spannungsfeld wirtschaftlicher Dynamik und sozialer Entwicklung, hrsg. v. G.Baur u. C.Löwe; Bern, Stuttgart 1978, S.113-131.

ANSOFF,H.IGOR : Implanting Strategic Management. Englewood Cliffs, N.J. 1984.

ANSOFF,H.IGOR - BRANDENBURG,RICHARD,G. : Design of Optimal Business Planning Systems - a Study Proposal. In: Kommunikation, 3 (1967) 4, S.163-188.

ANSOFF,H.IGOR - BRANDENBURG,RICHARD G. : A Language for Organization Design. In: Perpectives of Planning, hrsg. v. Erich Jantsch, Paris 1969, S.351-393.

Arbeitskreis HAX der Schmalenbach Gesellschaft: Investitions- und Finanzierungsentscheidungen im Rahmen der langfristigen Unternehmenspolitik. In: ZfbF, 22 (1970) , S.741-770.

ARCHIBALD,ROBERT B. - FINIFTER,DAVID H. - MOODY,CARLISLE E. Jr. : Seasonal Variation in Residential Electricity Demand: Evidence from Survey Data. In: Applied Economics, 14 (1982) 2, S.167-181.

ARMSTRONG,J.SCOTT : The Seer-Sucker Theory: The Value of Experts in Forecasting. In: Technology Review, (1980) , S.18-24.

ARMSTRONG,J.SCOTT : Long-Range Forecasting - From Crystal-Ball to Computer. 2nd Ed. New York 1985.

ARNHEM INSTITUTIONS OF ELECTRIC UTILITIES IN THE NETHERLANDS : The Energy Situation and Future Developments in the World. Arnheim 1982.

ASCHER,WILHELM : Forecasting - An Appraisal for Policy-Makers and Planners. London 1979.

ASHBY,W.ROSS : An Introduction to Cybernetices. London 1956 (4th. Printing 1970).

ASHBY,W.ROSS : Variety, Constraint, and the Law of Requisite Variety. In: Modern Systems Resarch for the Behavioral Scientist, hrsg. v. Walter Buckley, Chicago 1968, 4th. Printing 1974, S.129-136.

ATKINSON,SCOTT E. : Responsiveness of Time-of-Day Electricity Pricing: First Empirical Results. In: JoE, 9 (1979) 1/2, S.79-95.

AURICH,WOLFGANG - SCHROEDER, HANS-UELI: Unternehmensplanung im Konjunkturverlauf. München 1977.

BACKHAUS,KLAUS : Fertigungsprogrammplanung. Stuttgart 1979.

BAETGE,JÖRG : Betriebswirtschaftliche Systemtheorie. Opladen 1974.

BALZERT,HELMUT : Die Entwicklung von Software-Systemen. Mannheim - Wien - Zürich 1982.

BAMBERG,GÜNTER - COENENBERG,ADOLF G. : Betriebwirtschaftliche Entscheidungslehre. 2.Aufl. München 1977.

BARNES,ROBERTA - GILLINGHAM,ROBERT - HAGEMANN,ROBERT : The Short-Run Residential Demand for Electricity. In: Review of Economics and Statistics, 63 (1981) 4, S.541-552.

BAUER,CARL OTTO : Kosten - Wettbwerb - Energiepolitik. In: ET, 32 (1982) 8, S.651-657.

BAUERMEISTER,ULRICH : Ökonomische und administrative Probleme der kommunalen Konzessionsabgabe: dargestellt am Beispiel der Elektrizitätsversorgung. Frankfurt/M. - Bern - New York - Nancy 1984. (Europäische Hochschulschriften: Reihe 5, Volks- u. Betriebswirtschaft; Bd. 572).

BAUERSCHMIDT,ROLF : Kernenergie oder Sonnenenergie. München 1985.

BAUGHMAN,MARTIN L. - JOKOW,PAUL L. - KAMAT,DILIP P. : Electric Power in the United States : Models and Policy Analysis. The MIT Press, Cambridge - London 1979.

BAUMGART,KURT : Energie - Management in Bürobauten. In: IO, 53 (1984) 7/8, S.353-356.

BAXTER,R.E. - REES,R. : Analysis of the Industrial Demand for Electricity. In: The Economic Journal, 78 (1968), S.277-298.

BEDNAR,LEOPOLD - HASENAUER,RAINER : Adaptive und nicht adaptive Prognosemodelle. Ein empirischer Methodenvergleich. In: Modelle der computergestützen Marketingplanung, hrsg. v. Rainer Hasenauer, Maisenheim/Glan 1977, S.355-591.

BEER,STAFFORD : Kybernetik und Management. Deutsche Übersetzung von Cybernetics and Management. 4.Aufl., Hamburg 1970.

BEER,STAFFORD : Forecasting - a Tool of Adaption. In: Forecasting and Planning, hrsg. v. Robert Fildes und Douglas Wood, Westmead 1978, S.187-199.

BEHRBOHM,PETER : Flexibilität in der industriellen Produktion. Frankfurt/M. - Bern - New York 1985. (Europäische Hochschulschriften, Reihe 5, Volks- u. Betriebswirtschaft, Bd. 614).

BELL,ROBERT STEPHEN : An Empirical Examination of the Impact of Specification Alternatives on the Forecasting Properties of Four Economic Models of Residential Electric Demand. Ph.Diss University of California, Berkeley 1983.

BELLASCHI,JULIUS JOSEPH : The Design and Simulation of Selected Aspects of an Adaptive Planning and Control System Incor porating Managerial Decision Rules. Ph.Diss. The American University 1972.

BELLMANN,KLAUS : Die wirtschaftlich optimale Deckung des Elektrizitätsbedarfs. Frankfurt/M. - Zürich 1975.

BENDER,HELMUT et al. : Software Engineering in der Praxis. Das Bertelsmann Modell. München 1983.

BENNE,KENNETH D. - SHEATS,PAUL : The Functional Roles of Group Members. In: The Journal of Social Issues, 4 (1948) 2, S.41-49.

BENZ,CLAUS - HAUBNER,PETER : Codierungswirksamkeit bei Informationsdarstellungen in Bildschirmmasken. In: Software-Ergonomie, hrsg. v. Helmut Balzert, Stuttgart 1983, S.124-134.

BENZ,EBERHARD : Kostenminimierung in einem veränderten Umfeld. In: Elektrizitätswirtschaft, 84 (1985) 16/17, S.609-613.

BENZ,HERMANN : Rationeller Einkauf - Optimale Lagerhaltung. RKW-Reihe Unternehmensplanung 6. Frankfurt 1970.

BERG,SANFORD V. : Load Management: Rationing Versus Peak Load Pricing. In: EJ, 2 (1981) 1, S.89-98.

BESTE,THEODOR : Größere Elastizität durch unternehmerische Planung aus der Sicht der Wissenschaft. In: ZfbF, 10 (1958), S.75-106.

BIDLINGMAIER,JOHANNES : Unternehmerziele und Unternehmerstrategie. Wiesbaden 1973a.

BIDLINGMAIER,JOHANNES : Marketing, Bd.2. Reinbek bei Hamburg 1973b.

BILLINTON,R. - WACKER,G. - WOJEZYNSKI,E. : Comprehensive Bibliography on Electrical Service Interruption Costs. In: IEEE Transactions of Power Apparatus and Systems, 102 (1983) 6, S.1831-1837.

BIRCHER,BRUNO : Langfristige Unternehmungsplanung. Bern - Stuttgart 1976.

BIRCHER,BRUNO : Anpassungsfähigkeit von Planungssystemen. In: IO 48 (1979) 11, S.467-473.

BISCHOFF,RAINER : Probleme der Flexibilität und Standardisierung bei der Gestaltung computergestützter Informationssysteme. In: Organisation, Planung, Informationssysteme: Erwin Grochla zu seinem 60. Geburtstag gewidmet, hrsg. v. Erich Frese, Paul Schmitz, Norbert Szyperski, Stuttgart 1981, S.221-250.

BLACK,STANLEY J. - STERN,PAUL C. : Personal and Contextual Influences on Household Energy Adaptions. In: Journal of Applied Psychology, 70 (1985) 1, S.3-21.

BLATTENBERGER,GAIL RUTH : Block Rate Pricing and the Residential Demand for Electricity. Ph. Diss. University of Michigan 1977.

BÖBEL,ALFRED : Elektrizitätsanwendung im Haushalt im nächsten Jahrzehnt - Möglichkeiten zur Verbreitung der Anwendungspalette. In: Elektrizitätswirtschaft, 84 (1985) 16/17, S.631-640.

BOEHM,BARRY W. : Software Engeneering Economics. Englewood Cliffs, N.J. 1981.

BOHNEN,ULRICH : Zur Erfolgskontrolle von Energieprognosen. In: ZfE, 3 (1979) 1, S.40-47.

BOHNEN,ULRICH : Regressionsanalytische Untersuchungen der Entwicklung des Primärenergieverbrauches in Abhängigkeit von Wirtschaftswachstum, Energiepreisniveau und Temperatur. München 1982. (Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts; Bd. 26).

BOHNEN,ULRICH - SCHNEIDER,HANS K. : Erfolgskontrolle ausgewählter Energieprognosen der Vergangenheit (1960 - 1973). München 1979. (Aktuelle Fragen der Energiewirtschaft, Band 15).

BÖKE,ERNST - HERZWURM,ARMIN : Die Bedeutung der Energiekosten für die internationale Wettberwerbsfähigkeit der deutschen Industrie. In: ET, 33 (1983) 8, S.546-550.

BOLDY,DUNCAN : Reflections and Observations on Various Approaches to Strategic Planning. In: European Journal of Operational Research, 1 (1977), S.347-351.

BOMBACH,GOTTFRIED : Über die Möglichkeit wirtschaftlicher Voraussagen. In: Kyklos, 15 (1962) 1, S.29-67.

BÖNNER,UDO : Die energiepolitischen Ziele der Bundesregierung und Versorgungskonzepte. In: ET, 32 (1982) 4, S.336-339.

BOX,GEORGE E. - JENKINS,GWILYM M. : Time Series Analysis. San Francisco 1976.

BOZEM,KARLHEINZ : Unternehmungsplanung in der Versorgungswirtschaft. In: Unternehmungsplanung in der Energiewirtschaft, hrsg. v. Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln, München 1982, S.112-153.

BOZEM,KARLHEINZ : Controlling in den Versorgungsunternehmen - Funktion, Institution und Implementierung. In: Elektrizitätswirtschaft, 84 (1985) 25, S.1064-1068.

BOZEM,KARLHEINZ : Controlling in Versorgungsunternehmen. München 1986. Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln, Bd.31.

BOZEM,KALRHEINZ : Investitions-Controlling in der Versorgungswirtschaft. In: CM, 12 (1987) 1 ,S.11-20.

BRAUN,GÜNTHER E. : Methodologie der Planung. Meisenheim/Glan 1977. (Schriften zur wirtschaftswissenschaftlichen Forschung; Bd. 122).

BRENDOW,KLAUS : Ökonometrische Modelle der gesamten Energiewirtschaft. In: Glückauf, 108 (1972) 16, S.691-702.

BRETTAR,TH. - DINKELBACH,WERNER. - FUNK,M. : Strukturanalyse ausgewählter Energieversorgungsunternehmen. Saarbrücken 1984. (Universität des Saarlandes, Fachbereich Wirtschaftswissenschaft; Diskussionsbeiträge. A 1984,01)

BRIGHT,JAMES R. : Technological Forecasting for Industry and Government. Methods and Applications. Englewood Cliffs, N.J. 1968.

BRIGHT,JAMES R. - SCHOEMAN,MILTON E.F. (Eds.) : A Guide to Practical Technological Forecasting. Englewood Cliffs, N.J. 1973.

BRINKMANN,KARL : Einführung in die elektrische Energiewirtschaft. 2.Aufl., Braunschweig - Wiesbaden 1980.

BROCKHOFF,KLAUS : Prognoseverfahren für die Unternehmensplanung. Wiesbaden 1977.

BROCKHOFF,KLAUS : Gute Prognosen weisen den Weg. In: Blick durch die Wirtschaft, Nr.26 vom 7.2.1983, S.3.

BROEHL,JOHN H. : An End-Use Approach to Demand Forecasting. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 100 (1981) 6, S.2714-2718.

BROHMEYER,M. : Elektrizitätsanwendung in der Landwirtschaft. In: Elektrizitätswirtschaft, 77 (1978) 13, S.429-431.

BRUCKMANN,GERHART (Hrsg.) : Langfristige Prognosen. Möglichkeiten und Methoden der Langfristprognostik komplexer Systeme. Würzburg - Wien 1971.

BUDCZIES,MICHAEL : Personelle Flexibilität und die Einführung neuer Technologien und Produkte in der Werftindustrie. In: ZfB, 50 (1980) 1, S.71-81.

BUDDE,HANS-JÜRGEN : Das Angebot der Elektrizitätsversorgungsunternehmen für industrielle Sonderabnehmer. In: Betriebstechnik, 13 (1972) 4, S.82-84.

BÜDENBENDER,ULRICH : Zur Einführung: Das Recht der öffentlichen Energieversorgung. In: Juristische Schulung, 18 (1978) 3, S.150-156.

BÜDENBENDER,ULRICH : Energierecht. Eine Systematische Darstellung des gesamten Rechts der öffentlichen Energieversorgung. Köln 1982. (Handbuchreihe Energie, Bd.15).

BUDERATH,JOSEF : Preisdifferenzierung und Preisdiskriminierung in der Elektrizitätswirtschaft. München 1965.

BULLINGER,H.-J. : Grundsätze und Beipiele der Dialoggestaltung. In: Software-Ergonomie, hrsg. v. H.-J. Bullinger und Rul Gunzenhäuser, Stuttgart 1986, S.1-17.

BULLINGER,H.-J. - GUNZENHÄUSER,RUL (Hrsg.) : Software-Ergonomie. Sindelfingen 1986.

BUNN,DEREK W. - FARMER,E.W. : Comparative Models for Electrical Load Forecasting. Chichester u.a. 1985.

BUNTEN,BERTOLD - PFEIFER,HANSJÖRG : Wirtschaftliche Laststeuerung. In: ET, 35 (1985) 5, S.336-343.

BURCHARD,HANS-JOACHIM : Methoden und Grenzen der Energieprognosen. Hamburg 1968.

BURKHARDT,RAINER : Unternehmungspolitisch - externe Zwischensysteme als Instrument der Anpassung an Umweltveränderungen. Diss. Augsburg 1977.

BURKHARDT,THOMAS et al. : Bauentscheidung bei Prognoseungewißheiten und optimale Feintrassierung in Verteilungsnetzen. In: Elektrizitätswirtschaft, 84 (1985) 10, S.375-379.

BUTZ,HANS-WALTER : Geplante Flexibilität in Unternehmungen der Einzelfertigung. Aachen 1976.

CAKIR,AHMET : Software - Ergonomie. In: IO, 52 (1983) 9, S.341-344.

CAMERON,LAURIE ANN : The Commercial Demand for Electricity in the Pacific Northwest: A Disaggregated, End Use Approach. Ph. Diss. University of Oregon 1984.

CARGILL,THOMAS F. - MEYER,ROBERT A. : Estimating the Demand for Electricity by Time of Day. In: Applied Economics, 3 (1971) 4, S.233-246

CARLIN,JOHN F. et al. : Corporate Model of an Electric Utility. In: IEEE Spectrum, 6 (1969) 6, S.75-84.

CAVES,DOUGLAS W. - CHRISTENSEN,LAURITS R. : Residential Substitution of Off-Peak for Peak Electricity Usage under Time-of-Use-Pricing. In: EJ, 1 (1980) 2, S.85-142.

CHAMBERLIN,JOHN HOWARD Jr.: The Effect of Rate Level and Structure on Electric Demand. Ph. Diss. Washington State University 1976.

CHAMBERS,JOHN C. - MULLICK,SATINDER K. - SMITH,DONALD D. : How to Choose the Right Forecasting Technique. In: HBR, 49 (1971) 4, S.45-74.

CHANG,CHUN KYUNG : An Econometric Model of Monthly Peak Load: Case Study for an Electric Utility System. Ph. Diss. The University of Oklahoma 1984.

CHANG,HUI S. - CHERN,WEN S. : Specification, Estimation, and Forecasts of Industrial Demand and Price of Electricity. In: Energy Systems and Policy, 5 (1981) 3, S.219-242.

CHATFIELD,CHRISTOPHER : Analyse von Zeitreihen. 3.Aufl., München 1984.

CHERN,WEN S. : Aggregate Demand for Energy in the United States. In: G.S. Maddala, Wen S. Chern, Gurmukh S. Gill (Eds.): Econometric Studies in Energy Demand and Supply. New York 1978, S.5-43.

CHMIELEWICZ,KLAUS : Forschungskonzeptionen der Wirtschaftswissenschaft. 2.Aufl., Stuttgart 1979.

CHOW,GREGORY C. : Tests of Equality Between Sets of Coefficients in Two Linear Regressions. In: Econometrics, 28 (1960) 3, S.591-605.

CLAUSNIZER,GUNTHER : Energiesparen - Ziel der Unternehmenspolitik eines EVU. In: Elektrizitätswirtschaft, 78 (1979) 20, S.792-796.

COBLE,JAMES A. : Forecasting Fuels and Energy. In: How Business Economists Forecast, hrsg. v. William F.Butler u. Robert A. Kavesh, Englewood Cliffs 1966, S.351-371.

CONWAY,RICHARD - GRIES,DAVID : An Introduction to Programming. 2nd. Ed., Cambridge 1975.

CROSTACK,GÜNTHER : Strategien zur kurzfristigen Anpassung von Aktionsprogrammen. Köln - Berlin - Bonn - München 1982.

von CUBE,HANS-LUDWIG - STEIMLE,FRITZ : Wärmepumpen - Grundlagen und Praxis. 2.Aufl., Düsseldorf 1984.

CURTH,MICHAEL A. - EDELMANN,HELMUT : APL. Problemorientierte Einführung. München - Wien 1986.

DARWIN,CHARLES : Die Entstehung der Arten; durch natürliche Zuchtauswahl. Stuttgart 1963.

DECKER,ERWIN : Stromanwendung für industrielle Prozesse. In: Energieversorgung in der Bundesrepublik Dewutschland, hrsg. v. K.H. Höcker, H.Unger und A.Voß, Köln 1983, S.169-195.

DELFINO,JOSÉ A. - GIVOGRI,CARLOS A. : La Demanda de Electricidad en Argentina. In: Revista de Economia y Estadistica, 22-24 (1979-81) 1-4, S.49-82.

DEMSKI,JOEL S. - FELTHAM,GERALD A. : Forecast Evaluation. In: Accounting Review, 47 (1972) 3, S.533-548.

Deutscher Bundestag, Presse- und Informationszentrum (Hrsg.) : Zukünftige Kernenergie-Politk. Kriterien - Möglichkeiten- Empfehlungen. Bonn 1980. (Bericht der Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages).

DEUTSCHE SHELL (Hrsg.) : Der Beitrag des Mineralöls zur künftigen Energieversorgung. Aktuelle Wirtschaftsanalysen, Heft 9. Hamburg 1978.

DIAS-BANDARANAIKE,ROMESH - MUNASINGHE,MOHAN : The Demand for Electricity Services and the Quality of Supply. In: The EJ, 4 (1983) 2, S.49-71.

DICHTL,ERWIN : Die Flexibilität als Optimierungskriterium für Absatzentscheidungen. In: Wirtschaftsdienst, 50 (1970) II,S.146-153.

DICHTL,ERWIN : Flexibilitätsprinzip. In: WiSt, 6 (1977) 4, S.175-177.

DIENSTBACH,HORST : Die Anpassung der Unternehmungsorganisation. Diss. München 1968.

DIJKSTRA,EDSGER W. : Notes on Structured Programming. In: Dahl, Ole-Johan - Dijkstra,Edsger W. - Hoare,C.A.R: Structured Programming, London - New York 1972, S.1-82.

DIW - EWI - RWI : Der Energieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland und seine Deckung bis zum Jahre 1995. Essen 1981.

DÖRINGER,HARTMUT : Zur Flexibilität integrierter Informationssysteme. Probleme und Lösungsansätze. In: ZfO, 45 (1976) 6, S.311-319.

DOLINSKI,URS - ZIESING,HANS JOACHIM : Sicherheits-, Preis- und Umweltaspekte der Energieversorgung. Sonderheft 113 des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung. Berlin 1976.

DONNELLY,W.A. : Residential Electricity Demand Modelling in the Australian Capital Territory: Preliminary Results. In: EJ, 5 (1984) 2, S.119-131.

DOROW,WOLFGANG : Unternehmungspolitik. Stuttgart - Berlin - Köln - Mainz 1982.

DOTZENRATH,WOLFGANG : Intensitätsmäßige Anpassung mit dem Ziel kostenoptimaler Ausbringung in elektrizitätswirtschaftlichen Endverteilerbetrieben. Diss. Köln 1977.

DOTZENRATH,WOLFGANG - BINGMANN,KLAUS - SCHULZ,ECKHARD : Strom im Wärmemarkt - ein Beitrag zur Ölsubstitution. In: ET, 31 (1981) 2, S.85-91.

DREESBACH,WERNER : Software-Werkzeuge für den Endbenutzer - Marktangebot, Werkzeugbewertung, Werkzeugverbreitung. In: Effizienzverbesserung in der Software-Entwicklung: Strategien - Anwendererfahrungen - Entwicklungstrends; Proceedings; München 1984, S.421-474.

DVG (Hrsg.) : Bericht 1985. Heidelberg 1986.

DVG (Hrsg.) : Bericht 1986. Heidelberg 1987.

EDEL,KLAUS : Kurzfristige Prognosen mit veränderlichen Koeffizienten. In: Angewandte Prognoseverfahren, hrsg. v. Jochen Schwarze, Herne - Berlin 1980, S.135-163.

EDELMANN,HELMUT : Untersuchungen zur betriebswirtschaftlichen Anwendungseignung eines EDV-gestützten Simulationsmodells der VEW (Dortmund) zur Spitzendeckung in der Gaswirtschaft für die optimale Auslegung von Gasspeicher- und -transportsystemen. (Unveröffentlichte) Dipl.Arbeit Universität Essen GH 1983.

EDELMANN,HELMUT : Untersuchungen zur betriebswirtschaftlichen Anwendungseignung eines EDV-gestützten Simulationsmodells der VEW (Dortmund) zur Spitzendeckung in der Gaswirtschaft für die optimale Auslegung von Gasspeicher- und -transportsystemen. In: Operations Research Proceedings 1984, hrsg. v. Dietrich Ohse et al. Berlin - Heidelberg - New York - Tokyo 1985, S.250-257.

EDELMANN,HELMUT : Entwicklung eines Simulationsmodells zur Optimierung der Pumpstromkosten eines Wasserversorgungsunternehmens. In: Operations Research Proceedings 1985, hrsg. v. Lothar Streitferdt et al. Berlin - Heidelberg - New York - Tokyo 1986, S.112-119.

EDERER,FRANZ : Die Quantifizierung von Substitutionsbeziehungen zwischen den Energieträgern Kohle, Heizöl, Gas und Strom bei den privaten Haushalten in der Bundesrepublik Deutschland. In: ZfE, 9 (1985) 2, S.121-127.

EDVINSSON,MATS J. : Load Management in Europe - Marketing Aspects. In: IEEE Transactions on Power Systems, PWRS-1 (1986) 4, S.83-89.

EDWIN,KURT W. - RÖLLINGER,HANS : Rechnergestützte Tageslastprognosen für elektrische Energieversorgungssysteme. In: ET, 31 (1981) 10, S.789-790.

EDWIN,KURT W. - MACHATE,ROLF-DIETER : Optimale Tageseinsatzplanung von Kraftwerken. In: ET, 32 (1982) 5, S.433-438.

EICKHOF,NORBERT : Monopol in der Steckdose. In: Wirtschaftswoche, 40 (1986) 48, S.108-116.

EIDENMÜLLER,BODO : Neue Planungs- und Steuerungskonzepte bei flexibler Serienfertigung. In: ZfbF, 38 (1986) 7/8, S.618-634.

EINHORN,MICHAEL ALLAN : An Econometric Analysis of the Time-of-Day Demand for Electricity. Ph. Diss. Yale University 1981.

EITENEYER,HELMUT : Marketing in der Energieversorgung. In: Elektrizitätswirtschaft, 74 (1975) 11, S.322-324.

EITENEYER,HELMUT : Sozial-Marketing - Unternehmensphilosophie öffentlicher Unternehmungen. In: ZfbF, 29 (1977) 6, S.303-311.

END,WOLFGANG - GOTTHARDT,HORST - WINKELMANN,ROLF : Softwareentwicklung. Leitfaden für Planung, Realisierung und Einführung von DV-Verfahren. 4.Aufl., Berlin - München 1984.

ENGELHARDT,WERNER HANS - GÜNTER,BERND : Investitionsgüter-Marketing. Stuttgart - Berlin - Köln - Mainz 1981.

ENGELS,WOLFRAM : Betriebswirtschaftliche Bewertungslehre im Lichte der Entscheidungstheorie. Köln - Opladen 1962.

ENHOLM,GREGORY B. - JADITZ,THEODORE M. - MALKO,J.ROBERT : Electric Utility Diversification in the 1980s: A Challenge for Applied Regulatory Economics. In: The Journal of Energy and Development, 8 (1982) 1, S.109-126.

EPPEN,GARY D. - GOULD,FLOYD J. : Quantitative Concepts for Management. Decision Making without Algorithmus. Englewood Cliffs, N.J. 1979.

EPPINK,JAN D. : Flexibility: A Necessary Complement to Planning. Brüssel 1975. (European Institute for Advanced Studies in Management, Working Paper No.75-24).

EPPINK,JAN D. : Planning for Strategic Flexibility. In: LRP, 11 (1978) 4,S.9-15.

EPPINK,JAN D. : Sturen bij het Onvoorziene. Een studie over flexibiliteit. Leiden - Antwerpen 1979.

ERBEN,HEINRICH K. : Die Entwicklung der Lebewesen. 2.Aufl. München 1976.

ERCELAWN,ALY ALP : An Econometric Analysis of the Residential Demand for Electricity in the United States. Ph. Diss. Vanderbilt University 1974.

ESTES,B.E. : What Management Expects of Forecasting. In: Sales Forecasting, hrsg. v. AMA III, Special Report No. 16, New York 1956, S.13-17.

EULER,HARTMUT : Energieversorgung - Schlüssel für die Umweltpolitik. In: Jobst Klien et al. : Energiepolitik vor Ort, Köln 1985, S.21-28.

EVERS,HANS-ULRICH : Das Recht der Energieversorgung. 2.Aufl., Baden-Baden 1983.

EVERSHEIM,WALTER - SCHÄFER,FRIEDRICH-WILHELM : Planung des Flexibilitätsbedarfs von Industrieunternehmen. In: DBW, 40 (1980) 2, S.229-248.

FÄHNRICH,KlAUS-PETER : Vorgehensweise zur Gestaltung großer Anwendersysteme: Dialogsysteme. In: Software-Ergonomie, hrsg. v. H.-J. Bullinger und Rul Gunzenhäuser, Sindelfingen 1986, S.19-51.

FELTON,JOHN RICHARD : Competition in the Energy Market between Gas and Electricty. In: Nebraska Journal of Economics and Business, 4 (1965), S.3-12.

FENDT,HEINRICH : Regionale Energieplanung: ein ökonomisch-ökologischer Optimierungsansatz zur quantitativen Beurteilung energiepolitischer Alternativen einer Region. München 1980.

FESSMANN,KLAUS-DIETER : Effizienz der Organisation. In: RKW-Handbuch, Führungstechnik und Organisation, hrsg. v. Erich Potthoff, Berlin 1978, 2.Lfg. I,79,1482, S.1-50.

FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft): Energieversorgung und Umweltschutz in Baden-Württemberg. München o.J.

FILDES,ROBERT : Quantitative Forecasting - the State of the Art: Econometric Models. In: Journal of Operational Research Society, 36 (1985) 7, S.549-580.

FINSINGER,JÖRG - KLEINDORFER,PAUL R. : Höchstlast- und Spitzenlastpreisbildung. Ein Vergleich der Strompreise für typische Sonderabnehmer in der Bundesrepublik Deutschland und Frankreich. In: ZfE, 5 (1981), 1, S.48-55.

FISCHER-ZACH,THOMAS : Preisbildung und Preisaufsicht in der Elektrizitätswirtschaft. Diss. Freiburg 1975.

FISCHLER,EDWARD B. - NELSON,ROBERT F: : Integrating Time-series and End-use Methods to Forecast Electricity Sales. In: JoF, 5 (1986) 1, S.15-30.

FISHER,FRANKLIN - KAYSEN,CARL : A Study of Econometrics: The Demand for Electricity in the United States. Amsterdam 1962.

FLECHTNER,HANS-JOACHIM : Grundbegriffe der Kybernetik. 3.Aufl., Stuttgart 1968.

FORRESTER,JAY W. : Industrial Dynamics. Cambridge, Massachusetts 1961. 7.th. Printing 1972.

FRANCO,ROBERT G. : Selecting Efficient Forecasts. In: Futures, 5 (1973) 4, S.383-391.

FRAUNHOFER GESELLSCHAFT ZUR FÖRDERUNG DER ANGEWANDTEN FORSCHUNG E.V. : Zur Internationalen Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industriezweige in der Bundesrepublik Deutschland. Karlsruhe 1982.

FREDEKE,EBERHARD : Der Wechsel allein ist das Beständige. In: Elektrizitätswirtschaft, 75 (1976) 20, S.662-665.

FREIBERGER,HEINRICH : Betrieb von Elektrizitätswerken. Berlin u.a. 1961.

FRERICHS,WALTER - KÜBLER,KNUT : Gesamtwirtschaftliche Prognoseverfahren. München 1980.

FRESE,ERICH : Kontrolle und Unternehmensführung. Wiesbaden 1968a.

FRESE,ERICH : Prognose und Anpassung. In: ZfB, 38 (1968b) 1, S.31-44.

FREUND,HERBERT : Versorgungszuverlässigkeit. In: ET, 35 (1985) 11, S.798-806.

FRICKE,R. : Die Elastizität der Kapitaldisposition. In: ZfB, 8 (1931), S.756-766.

FRIEMELT,NORBERT - VAN SON,PAUL -TRÖGER,DIETHELM : Kurzfristige und sehr kurzfristige Lastprognose für elektrische Energieversorgungssysteme. In: Elektrizitätswirtschaft, 81 (1982) 24, S.843-847.

FRIESENECKER,FRIEDRICH : Die Aufgabe der elektrischen Energie im Raumwärmemarkt. In: Elektrizitätswirtschaft, 84 (1985) 16/17, S.613-616.

FUCHS-WEGENER,GERTRUD - WELGE,MARTIN K. : Kriterien für die Beurteilung und Auswahl von Organisationskonzeptionen. In: ZfO, 43 (1974) 2, S.71-82 (1.Teil); ZfO, 43 (1974) 3, S.163-170 (2.Teil).

GABELE,EDUARD - HIRSCH,INGO : Strategische Planung in der Energiewirtschaft. In: Energieversorgung, hrsg. v. Norbert Eickhof, Bamberg 1983, S.165-193.

GAITANIDES,MICHAEL : Aufgabenstrukturplanung und Flexibilität von Produktionsprozessen. In: ZfB, 50 (1980) 3, S.231-243.

GAL,TOMAS - GEHRING,HERMANN : Betriebswirtschaftliche Planungs- und Entscheidungstechniken. Berlin - New York 1981.

GÄLWEILER,ALOYS : Unternehmensplanung. Grundlagen und Praxis. Frankfurt 1974.

GANSKE,HERBERT : Stand und Entwicklungstendenzen der Deutschen Elektrizitätswirtschaft. In: ZfB, 46 (1976) 7, S.497-518.

GARBACZ,CHRISTOPHER : Residential Electricity Demand: A Suggested Appliance Stock Equation. In: EJ, 5 (1984) 2, S.151-154.

GATES,DONALD E. : Reliable Forecasting in the Smaller Company: Dodge Manufactoring Corporation. In: Sales Forecasting, hrsg. v. AMA II, Special Report No. 16, New York 1956, S.121-131.

GATES,ROGER : An Examination of the Determinants of Residential Electricity Sales with Special Emphasis on the Effects of Advertising. Ph. Diss. The University of Florida 1973.

GEBHARDT,ARMIN : Auswirkungen von Energiepreiserhöhungen auf die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Produktionen der deutschen Industrie. München 1983. (IFO Studien zur Industriewirtschaft 25).

GEHMACHER,ERNST : Methoden der Prognostik. Eine Einführung in die Probleme der Zukunftsforschung und Langfristplanung. Freiburg i.Br. 1971.

GEIGER,BERND - ROUVEL,LOTHAR - SCHAEFER,HELMUT : Analysen, Daten und Fakten zum Heizenergieverbrauch. In: Elektrizitätswirtschaft, 86 (1987) 9, S.351-359.

GEORG,STEPHEN SCOTT : Short-Run Residential Electricity Demand: A Policy Oriented Look. Ph. Diss. University of California, Davis, 1979.

GERAGHTY,DOMINIC et al. : Strategic Planning: Why do we need it? In: IEEE Transactions on Power Appartus and Systems, 103 (1984) 7, S.1592-1598.

GERAGHTY,DOMINIC - LYNEIS,JAMES : A New Strategic Model for Electric Utilities. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 103 (1984) 7, S.1576-1582.

GEWALD,KLAUS - HAAKE,GISELA - PFADLER,WERNER : Software Engineering. Grundlagen und Technik rationeller Programmentwicklung. 4.Aufl. München - Wien 1985.

GERWIN,ROBERT : Die Welt-Energieperspektive: Analyse bis zum Jahre 2030 nach dem IIASA-Forschungsbericht "Energy in a Finite World". Stuttgart 1980.

GILL,GURMUKH S. - MADDALA,G.S. : Residential Demand for Electricity in the TVA Area. In: Econometric Studies in Energy Demand and Supply, hrsg. v. G.S.Maddala, Wen S.Chern, Gurmukh S. Gill. New York 1978, S.44-59.

GISHOLT,ODD : Marketing - Prognosen : unter besonderer Berücksichtigung der Delphi-Methode. Bern - Stuttgart 1976. (Schriftenreihe des Forschungsinstituts für Absatz und Handel an der Hochschule St.Gallen; Bd.15).

GLAPKE,EMMANUEL - FAZZOLARE,RONO : Economic Demand Analysis for Electrictiy in West Afrika. In: EJ, 6 (1985) 1, S.137-144.

GOETT,ANDREW A. - MCFADDEN,DANIEL : The Residential End-Use Energy Planning System: Simulation Model Structure and Empirical Analysis. In: Advances in the Economics of Energy and Resources, 5 (1984), S.153-210.

GOETZKE,WOLFGANG - SIEBEN;GÜNTER (Hrsg.) : Controlling - Integration von Planung und Kontrolle. Bericht über die 4.Kölner BFuP Tagung am 22. und 23.Mai. Köln 1979. (GEBERA-Schriften; Bd.4).

GOLDFELD,STEPHEN M. - QUANDT,RICHARD E. : Some Tests for Homosceda-sticity. In: Journal of the American Statistical Association, 60 (1965), S.539-547.

GOMEZ,PETER : So verwenden wir Szenarien für Strategieplanung und Frühwarnsysteme. In: IO, 51 (1982) 1, S.9-13.

GOODWIN,RANDALL BRUCE : An Econometric Model of Household Electricity Load Shape. Ph. Diss. University of Georgia 1982.

GÖTZEN,GÜNTER - KIRSCH,WERNER: Problemfelder und Entwicklungstendenzen der Planungspraxis,. In: ZfbF, 31 (1979), S.162ff.

GRAF,HEINZ : Die kurzfristige Absatzprognose als Bestandteil der Planung in der Konsumgüterindustrie. Zürich 1969.

GRANGER,CLIVE W.J. : Forecasting in Business and Economics. New York - London 1980.

GRANGER,CLIVE W.J. - NEWBOLD,PAUL : Forecasting Economic Time-Series. New York 1977.

GRANGER,CLIVE W.J. et al. : Residential Load Curves and Time-of-Day Pricing. An Econometric Analysis. In: JoE, 9 (1979) 1/2, S.13-32.

GRANT,VERNE : The Origins of Adaptions. New York 1963.

GRIESE,JOACHIM : Software - Ergonomie. In: AI, 24 (1982) 4, S.230-235.

GRIESE,JOACHIM - ECKARDT,THOMAS : Initialisierung und Überwachung von Prognosemodellen. In: Prognoserechnung, hrsg. v. Peter Mertens, 4.Aufl. Würzburg - Wien 1981, S.117-132.

GRIESE,JOACHIM - MATT,GÜNTER : Prognosen mit Hilfe einer Kombination von schrittweiser Regressionsanalyse und exponentieller Glättung (adaptive Einflußgrößenkombination). In: Prognoserechnung, hrsg. v. Peter Mertens, 4.Aufl. Würzburg - Wien 1981, S.149-187.

GRIFFIN,JAMES M. : The Effects of Higher Prices on Electricity Consumption. In: Bell Journal of Economics and Mangement Science, 5 (1974), S.515-539.

GROCHLA,ERWIN : Modelle als Instrumente der Unternehmungsführung. In: ZfbF, 21 (1969), S.382-395.

GROCHLA,ERWIN : Betriebliche Planung und Informationssysteme. Reinbek bei Hamburg 1975.

GROFF,GENE K. : Empirical Comparison of Models for Short Range Forecasting. In: Management Science, 20 (1973) 1, S.22-31.

GRÖNER,HELMUT : Die Ordnung der deutschen Elektrizitätswirtschaft. Baden-Baden 1975.

GRÖNER,HELMUT : Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. In: ZfE, 3 (1979) 2, S.112-117.

GRÖNER,HELMUT : Strukturprobleme der Elektrizitätsversorgung. In: Energieversorgung in der Bundesrepublik Deutschland, hrsg. v. K.H. Höcker und A.Voß, Köln 1983, S.145-155.

GRUNWALD,VOLKER - WEISS,EBERHARD - PÜTZSTÜCK,HARALD : Der Endenergiebedarf in der Bundesrepublik Deutschland. Modellkonstruktion und Prognose. Franfurt/M. - Bern - Cirencester 1980. (Europäische Hochschulschriften: Reihe 5, Volks- u. Betriebswirtschaft; Bd.289).

GÜNTHER,HORST - HOMANN,KLAUS : Intermediäre Informationsgewinnung zur Strategieverbesserung und Investitions-/Planungskontrolle in der Gaswirtschaft. In: Operations Research Proceedings 1984, hrsg. v. Dietrich Ohse et al. Berlin - Heidelberg - New York - Tokyo 1985, S.112-118.

GUPTA,PRADEEP C. : A Stochastic Approach to Peak Power Demand Forecasting in Electric Utility Systems. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 90 (1971), S.823-832.

GUPTA,SHIV K. - ROSENEHEAD,JONATHAN . Robustness in Sequential Investment Decision. In : Management Science, 15 (1968) 2, S.B18-B29.

GUTENBERG,ERICH : Grundlagen der Betriebswirtschaftslehre. Bd.1: die Produktion. 22.Aufl. Berlin - Heidelberg - New York 1976.

GUTOWSKI,ARMIN : Prognosen - Eher Verwirrung als Hilfe. In: Wirtschaftswoche, 34 (1980) 8, S.50-54.

HAAR,EGON A. : Investitionsentscheidungsmodell für private und kommunale Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Diss. Leoben 1982.

HAAS,LOTHAR : Marketingstrategien in der Elektrizitätswirtschaft. München 1975. (Aktuelle Fragen der Energiewirtschaft; Bd.7).

HAAS,MAX O. : Planungskonzeptionen schweizerischer Unternehmungen. Bern - Stuttgart 1976. (Schriften des Instituts für betriebswirtschaftliche Forschung an der Universität Zürich,Bd.16).

HAHN,DIETGER : Prognose und Unternehmungsplanung. In: Neuere Ansätze der Marketingtheorie, hrsg. v. Peter Hammann, Werner Kroeber-Riel und Carl W. Meyer, Berlin 1974, S.27-41.

HAHN,DIETGER - KLAUSMANN,WALTER : Aufbau und Funktionsweise von betrieblichen Frühwarnsystemen in der Industrie. Gießen 1979. (Arbeitsbericht Institut für Unternehmungsplanung Justus-Liebig-Universität Gießen).

HAHN,DIETGER - KLAUSMANN,WALTER : Frühwarnsysteme und strategische Unternehmensplanung. In: Strategische Unternehmungsplanung, hrsg. v. Dietger Hahn u. Bernhard Taylor. 3.Aufl. Würzburg - Wien 1984, S.250-266.

HALVORSEN,ROBERT : Residential Demand for Electric Energy. In: Review of Economics and Statistics, 57 (1975) 1, S.12-18.

HALVORSEN,ROBERT : Demand for Electric Energy in the United States. In: Southern Economic Journal, 42 (1976), S.610-625.

HAMEL,WINFRIED : Zur Zielvariation in Entscheidungsprozessen. In: ZfbF, 25 (1973), S.739-759.

HAMM,WALTER : Wettberbspolitische Probleme der öffentlichen Elektrizitätsversorgung. In: Wettbewerbssprobleme der Elektrizitätsversorgung, hrsg. v. Burkhardt Röper, Berlin 1972, S.13-45.

HAMMER,RICHARD : Unternehmungsplanung. München - Wien 1982.

HANSMANN,KARL-WERNER : Die Anwendung der Spektral- und Regressionsanalyse bei der Absatzprognose von Zeitschriften. In: Angewandte Prognoseverfahren, hrsg. v. Jochen Schwarze, Herne - Berlin 1980,S.231-244.

HANSMANN,KARL-WERNER : Kurzlehrbuch Prognoseverfahren. Wiesbaden 1983.

HANSSMANN,FRIEDRICH : Einführung in die Systemforschung. München 1978.

HARIG,HANS-DIETER : Fernwärme als Wettbewerber im Wärmemarkt. In: Elektrizitätswirtschaft, 82 (1983) 17/18, S.623-627.

HARRIGAN,KATHRYN RUDIE : The Effect of Exit Barriers upon Strategic Flexibility. In: SMJ, 1 (1980) 2, S.165-176.

HART,ALBERT GAILORD : Anticipations, Business Planning, and the Cycle. In: The Journal of Business, 13 (1940) 4, S.1-98.

HÄRTER,MANFRED : Güte- und Erfolgsbeurteilung zukunftsbezogener Aussagen: exemplarisch untersucht an Energie"prognosen" für den Bereich der Europäischen Gemeinschaft. Frankfurt/M. - Bern - New York 1985. (Europäische Hochschulschriften: Reihe 5, Volks- u. Betriebswirtschaft; Bd.656).

HARTMANN,PETER : Vorausschaurechnungen als Entscheidungshilfen des Unternehmers. In: Das Rechnungswesen als Instrument der Unternehmungsführung, hrsg. v. Walther Busse von Colbe, Bielefeld 1969, S.25-42.

HARTUNG,JOACHIM : Statistik. Lehr- und Handbuch der angewandten Statistik. 3.Aufl. Müchen - Wien 1985.

HASENACK,WILHELM : Unternehmertum und Wirtschaftslähmung. Berlin 1932.

HASS,JEROME E. - MITCHELL,EDWARD J. - STONE,BERNELL K. : Financing the Energy Industry. Cambridge, Mass. 1974.

HATCHER,DAVID BAILES : Residential Demand for Elecrticity by Time-of-Day: Some Experimental Evidence. Ph.Diss. Duke University 1980.

HAUMER,HEINRICH : Sequentielle stochastische Investitionsplanung. Wiesbaden 1983.

HAUSCHILDT,JÜRGEN : Die Absatzpolitik der Energieversorgungsunternehmen im Spannungsfeld von Gewinnstreben und öffentlichen Leistungsansprüchen. Diss. Mannheim 1964.

HÄUSLER,JOACHIM : Planung als Zukunftsgestaltung. Wiesbaden 1970.

HAX,HERBERT : Investitionstheorie. 5.Aufl., Würzburg - Wien 1985.

HAX,HERBERT - LAUX,HELMUT : Flexible Planung - Verfahrensregeln und Entscheidungsmodelle für die Planung bei Ungewißheit. In: ZfbF, 24 (1972a), S.318-340.

HAX,HERBERT - LAUX,HELMUT : Zur Diskussion um die flexible Planung. In: ZfbF, 24 (1972b), S.477-479.

HAX,KARL : Unternehmensplanung und gesamtwirtschaftliche Planung als Instrument elastischer Wirtschaftsführung. In: ZfbF, 18 (1966), S.447-465.

HEBDITCH,DAVID : Design of Dialogues for Interactive Commercial Applicatons. In: Man/Computer Communication - Infotech State of the Art Report, Vol.2., hrsg. v. B.Shackel, Maidenhead 1979, S.171-192.

HEINEN,EDMUND : Anpassungsprozesse und ihre kostenmäßigen Konsequenzen. Köln 1957.

HENDRICKS,WALLACE - KOENKER,ROGER - POIRIER,DALE J. : Residential Demand for Electricity: An Econometric Approach. In: JoE, 9 (1979) 1/2, S.33-57.

HENNICKE,PETER : Konzessionsabgaben und ihre Rolle bei den Gemeindefinanzen. In: Jobst Klien et al.: Energiepolitik vor Ort, Köln 1985, S.29-37.

HENSON,STEVEN EDWARD : An Econometric Analysis of the Residential Demand for Electricity in the Pacific Northwest. Ph.Diss. University of Oregon 1982.

HERRHAUSEN,ALFRED : Wachstum und Planung in der Elektrizitätswirtschaft. In: Ordnungsprobleme und Entwicklungstendenzen in der deutschen Energiewirtschaft, hrsg. v. F. Burgbacher, Essen 1967, S.237-259.

HESSE,WOLFGANG : Von der Problemanalyse zum Software-Entwurf: Acht Kernfragen der Methodendiskussion. In: Entwurf großer Software-Systeme, hrsg. v. Horst Morgenbrod und Werner Remmele, Stuttgart 1985, S.38-67.

HEUCK,KLAUS - DETTMANN,KLAUS-DIETER : Elektrische Energieversorgung. Braunschweig 1984.

HILL,WILHELM : Unternehmungsplanung. 2.Aufl. Stuttgart 1971.

HILL,WILHELM : Marketing. Band I. 2.Aufl. Bern - Stuttgart 1972.

HILL,WILHELM : Marketing. Band II. 3.Aufl. Bern - Stuttgart 1973.

HILLMER,HANS-JÜRGEN : Planung der Unternehmensflexibilität. Eine allgemeine theoretische Konzeption und deren Anwendung zur Bewältigung strategischer Flexibilitätsprobleme. Frankfurt/M. - Bern - New York 1987. (Schriften zur Unternehmensplanung;Bd.7).

HIRSCHBERG,JOSEPH GERALD : The Impact of Time-of-Use Electricity Pricing: A Firm Level Econometric Approach. Ph.Diss., University of Southern California 1984.

HOCHSTÄDTER,DIETER - UEBE,GOETZ : Ökonometrische Methoden. Berlin - Heidelberg - New York 1970.

HOEBEL,HERRMANN : Modellexperimente als Informationsquellen für Anpassungsentscheidungen. Berlin 1977. (Vertriebswirtschaftliche Abhandlungen; H.19).

HOFFMANN,EGON : Energieversorgung im Zielkonflikt. In: ET, 34 (1984) 6, S.447-453.

HOLLAND,HEINRICH : Der Elektrizitätsverbrauch privater Haushalte: Determinanten und Prognose bis zum Jahre 2000. Frankfurt/M. - Bern - New York - Nancy 1984. (Schriften zur Textilwirtschaft, Bd.32).

HONOLKA,HARRO : Die Eigendynamik sozialwissenschaftlicher Aussagen. Frankfurt 1976.

HORN,MANFRED - RAMMNER,PETER - SCHOLZ,LOTHAR : Einfluß der Tarifgestaltung auf die Stromnachfrage unter besonderer Berücksichtigung der Abnahmestruktur und der Stromverwendungsarten in der Bundesrepublik Deutschland. München 1978. (IFO Studien zur Energiewirtschaft 1).

HORVATH,PETER : Controlling. 2.Aufl. München 1986.

HOUSTON,DOUGLAS ALLEN : An Empirical Investigation of Residential Electricity Demand: A Time Series Analysis. D.B.A. Indiana Un versity, Graduate School of Business, 1980.

HOUTHAKKER,H.S. : Some Calculations on Electricity Consumption in Great Britain. In: Journal of the Royal Statistical Society, Series A (General), (1951), S.359-371.

HOUTHAKKER,H.S. - VERLEGER,P.K. Jr. - SHEEHAN,D.P. : Dynamic Deman Analysis for Gasoline and Residential Electricity. In: Americ Journal of Agricultural Economics, 56 (1974) 5, S.412-418.

HUGHES,ANN - GRAWOIG,DENNIS : Statistics: A Foundation for Analysi Reading, Mass. 1971.

HUGHES,JOAN K. - MICHTOM,JAY J. : Strukturierte Software-Herstel- lung. Anleitung für Programmierer und Manager. München - Wien 1980.

HURANANDANA,OM : A Measurement of the Industrial Demand for Electr city in Thailand. D.B.A. Indiana Univsersity, Graduate School of Business 1979.

HUSS,WILLIAM R. : The Teachers/Practitioners Corner. Comparative Analysis of Load Forecasting Techniques at a Southern Utility In: JoF, 4 (1985) 1, S.99-107.

HÜTTNER,MANFRED : Markt- und Absatzprognosen. Stuttgart - Berlin 1982.

HÜTTNER,MANFRED : Prognoseverfahren und ihre Anwendung. Berlin - New York 1986.

INDERFURTH,KARL : Starre und flexible Investitionsplanung bei lau- fender Planrevision. In: ZfbF, 31 (1979), S.440-467.

ISAAC,ALFRED : Die Elastizität der Bilanz und Erfolgsrechnung. In: ZfB, 8 (1931), S.747-755.

JACKSON,MICHAEL A. : Principles of Program Design. London u.a. 197

JACOB,HERBERT: : Flexibilitätsüberlegungen in der Investitionsrech- nung. In: ZfB, 37 (1967) 1, S.1-34.

JACOB,HERBERT : Unsicherheit und Flexibilität - Zur Theorie der Pla nung unter Unsicherheit. In: ZfB, 44 (1974) 5, S.299-326 (Teil I), S.403-448 (Teil II), S.505-526 (Teil III).

JACOBITZ,JOACHIM : Die Elektrizitätsversorgung in der Bundesrepublik Deutschland und Möglichkeiten der mittelfristigen Bedarfsdekkung unter Berücksichtigung nichtkonventioneller Technologien. Diss. Freiburg 1981.

JAEDICKE,C.F. : Strategic Planning: A View from the Bottom up. In: Public Utilities Fortnightly, (1981), S.52-55.

JANTSCH,ERICH : Integrating Forecasting and Planning through a Function-Oriented Approach. In: Technological Forecasting for Industry and Government, hrsg. v. James R. Bright, Englewood Cliffs 1968, S.426-448.

JONES,ROBERT A. - OSTROY,JOSEPH M. : Flexibility and Uncertainty. In: Review of Economic Studies, 51 (1984) 1, S.13-32.

KADE,GERHARD - HUJER,REINHARD - IPSEN,DIRK : Kybernetik und Wirtschaftsplanung. In: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, 125 (1969) 1, S.17-55.

KAHLE,EGBERT : Zielplanung durch Anspruchsanpassung. In: BFuP, 23 (1971) 11, S.623-643.

KAHN,ALFRED E. : Utility Diversification. In: EJ, 4 (1983) 1, S.149-160.

KAHN,ROBERT L. - WOLFE,DONALD M. - QUINN,ROBERT P. - SNOEK,J.DIEDRICH : Organizational Stress: Studies in Role Conflict and Ambiguity. New York - London - Sydney 1964.

KAISER,REINHARD (Hrsg.) : Global 2000. Der Bericht an den Präsidenten. Frankfurt/M. 1980.

KALVERAM,W. : Elastizität der Betriebsführung. In: ZfB, 8 (1931), S.705-711.

KANG,HEEJOON : Unstable Weights in the Combination of Forecasts. In: Management Science, 32 (1986) 6, S.683-695.

KAPFERER,CLODWIG - DISCH,WOLFGANG K.A. : Absatzprognose. Köln - Opladen 1966.

KAPLAN,A.D.H. - DIRLAM,JOEL B. - LANZILOTTI,ROBERT F. : Pricing in Big Business. Washington 1958.

KARL,HANS-DIETER - RAMMNER,PETER - SCHOLZ,LOTHAR : Quantitative Wirkungen der Energiesparpolitik in der Bundesrepublik Deutschland. München 1982. (IFO Studien zur Energiewirtschaft 3/1.).

KELLER,NORBERT : Die Ermittlung der Elastizität von Fertigungssystemen mittels Simulation als Möglichkeit zur Risikoabgrenzung bei Investitionsentscheidungen. Diss. München 1979.

KENDALL,MAURICE : Time-Series. 2nd. Ed. London 1976.

KENNETH,J.H. : A Dictionary of Biological Terms. Edinburgh 1963.

KERN,WERNER : Produkte, Problemlösungen als. In: HWProd, hrsg. v. Werner Kern, Stutgart 1979, Sp.1433-1441.

KERN,WERNER : Konzepte zur Energiebewirtschaftung in industriellen Betrieben. In: BFuP, 36 (1984) 2, S.107-119.

KIESER,ALFRED : Zur Flexibilität verschiedener Organisationstrukturen. In: ZfO, 38 (1969), S.273-282.

KIESER,ALFRED : Versuche zur Erklärung der Anpassung von Organisationsstrukturen. Mannheim 1982. (Kurzfassung DBW-Depot 82-3-6).

KING,MICHAEL J. - SCOTT,MICHAEL J. : Forecasting Electricity Demand with an End-Use/Econometric Model. In: Analytic Techniques for Energy Planning, hrsg. v. Benjamin Lev et al. Amsterdam u.a. 1984, S.151-164.

KIRSCH,WERNER : Planung. Kapitel einer Einführung. München 1975.

KLÄTTE,GÜNTHER : Die Elektrizitätswirtschaft in den 80er und 90er Jahren. Trends, Aufgaben und Erfordernisse. In: Jahrbuch 85/86 - Bergbau, Öl und Gas, Elektrizität, Chemie; hrsg. v. Christoph Brecht et al. Essen 1985, S.1-52.

KLAUS,GEORG : Wörterbuch der Kybernetik, 2.Bd. Berlin 1971.

KLIEN,JOBST et al. : Energiepolitik vor Ort. Köln 1985.

KLINGER,HEINZ : Brauchen wir ein neues Energiewirtschaftsgesetz ? In: Elektrizitätswirtschaft, 84 (1985) 16/17, S.645-650.

KNESCHAUREK,FRANSESCO : Umweltprognosen und Unternehmungsplanung. In: Fritz Trechsel, Hans Ulrich, Francesco Kneschaurek: Grundprobleme der Unternehmungsplanung, Bern 1968, S.39-70. (Betriebswirtschaftliche Mitteilungen, Heft 41, hrsg. v. Institut für Betriebswirtschaft an der Hochschule St.Gallen für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften).

KNIGHT,FRANK H. : Risk, Uncertainty, and Profit. Boston - New York 1921. Reprinted Chicago 1957. Printing 1971.

KOBARG,BERND : Elektrizitätswirtschaft und Wettbewerb. Diss. Kiel 1973.

KOCH,HELMUT : Betriebliche Planung. Wiesbaden 1961.

KOCH,HELMUT : Zur Diskussion über die Theorie der Sekundäranpassung und die Problematik der Risiko-Nutzen-Theorie. In: ZfbF, 25 (1973), S.773-791.

KÖCHER et al. : Einführung in die Simulationstechnik. Frankfurt 1972. DGOR-Schrift 5.

KÖHLER,RICHARD : Absatzsegmentrechnung. In: Handwörterbuch des Rechungswesens, hrsg. v. Erich Kosiol, Klaus Chmielewicz und Marcel Schweitzer, Stutgart 1981, Sp.19-29.

KOPETZ,HERMANN : Softwarezuverlässigkeit. München - Wien 1976.

KORDINA-HILDEBRANDT,ILSE - HILDEBRANDT,LUTZ : Planung bei steigender Unsicherheit des Mangements. Ergebnisse einer Untersuchung bei führenden schweizerischen und deutschen Industrieunternehmen. Bern - Stuttgart 1979. (Schriftenreihe des Instituts für betriebswirtschaftliche Forschung an der Universität Zürich; Bd.31).

KOSIOL,ERICH : Elastizität der Kalkulation und Preispolitik. In: ZfB, 18 (1931), S.740-746.

KOSIOL,ERICH : Modellanalyse als Grundlage unternehmerischer Entscheidung. In: ZfhF, 13 (1961), S.318-334.

KOSIOL,ERICH : Die Unternehmung als wirtschaftliches Aktionszentrum. Reinbek/Hamburg 1966.

KOSIOL,ERICH : Zur Problematik der Planung in der Unternehmung. In: ZfB, 37 (1967) 2, S.77-96.

KOTLER,PHILIP : Marketing-Management. Analyse, Planung und Kontrolle. 4.Aufl. Stuttgart 1982.

KRABIELL,HORST : Industriestromanwendung - Gedanken für eine Verbreiterung der Anwendungsmöglichkeiten und als Beitrag zum Umweltschutz. In: Elektrizitätswirtschaft, 84 (1985) 16/17, S.654-657.

KRAHNEN,JAN-PIETER - SCHMIDT,REINHARDT H. - TERBERGER,EVA : Der ökonomische Wert von Flexibilität und Bindung. In: Information und Wirtschaftlichkeit, hrsg. v. Wolfgang Ballwieser und Karl-Heinz Berger, Wiesbaden 1985, S.253-285.

KRÄMER,WALTER : Trend in ökonometrischen Modellen. Königstein/Ts. 1985.

KRETSCHMER,PETER : Unternehmungsplanung. München 1976.

KRIEG,WALTER : Kybernetische Grundlagen der organisatorischen Systemgestaltung. Bern - Stuttgart 1971.

KRIEGSMANN,KLAUS-PETER - NEU,AXEL DIETMAR : Substitutionsbeziehungen zwischen den Produktionsfaktoren Energie, Kapital und Arbeit in der Bundesrepublik Deutschland. In: ZfE, 5 (1981) 1, S.56-67.

KRIJNEN,HANS G. : The Flexible Firm. In: LRP, 12 (1979) 2, S.63-75.

KRISHNAN,S.GANESH : Residental and Industrial Demand for Electricity in Nebraska: An Econometric Study. Ph. Diss. The University of Nebraska-Lincoln 1984.

KROLL,GÜNTER - MÜLLER PHILIPPS SOHN,HERBERT (Hrsg.) : Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Träger von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten und Adressaten von Technologietransfer. Frankfurt/M. 1980. (Betriebswirtschaftliche Beiträge zu Energie-, Rohstoff- und Umweltfragen; Bd.1).

KRÜGER,WILFRIED : Umweltwandel und Unternehmungsverhalten. In: ZfO, 43 (1974) 2, S.62-70.

KRYSTEK,ULRICH : Krisenbewältigungs-Mangement und Unternehmungsplanung. Wiesbaden 1981.

KUBICEK,HERBERT : Heuristische Bezugsrahmen und heuristisch angelegte Forschungsdesigns als Elemente einer Konstruktionsstrategie empirischer Forschung. In: Empirische und handlungstheoretische Forschungskonzeptionen in der Betriebswirtschaftlehre, hrsg. v. Richard Köhler, Stuttgart 1977, S.3-36.

KUCHARSKI,HANS-JÜRGEN : Erzeugung von statistischen Wintertemperaturen mit Hilfe von Zufallszahlen. In: gwf gas/erdgas, 114 (1973) 11, S.535-540.

KUCHARSKI,HANS-JÜRGEN : Genauigkeits- und Extremwertprobleme bei der Erzeugung von "statistischen" Wintertemperaturen durch Simulation. In: gwf gas/erdgas, 117 (1976) 6, S.258-261.

KUHN,KLAUS-DIETER : Die finanzwirtschaftliche Flexibilität der Unternehmung. Diss. München 1970.

KÜSTER,ECKHARD : Ordnungsprobleme der Elektrizitätswirtschaft. Diss. Braunschweig 1974.

LANG,GERHARD : Zur Entwicklung der Strompreise im internationalen Vergleich. In: Elektrizitätswirtschaft, 84 (1985) 11, S.390-393.

LANGE,KLAUS : Wann kippt das Klima? In: Natur, (1987) 8, S.14-23.

LANGER,H.G. : Der Stellenwert der Energiewirtschaft in der Gesamtwirtschaft, einige Daten aus dem Bereich der Energiewirtschaft. In: Wirkungsmechanismen zwischen der Energiewirtschaft und der Gesamtwirtschaft, hrsg. v. Ernst-Joachim Büsse, München - Wien 1983, S.10-21.

LAU,CHRISTOPH : Theorien gesellschaftlicher Planung. Stuttgart 1975.

LAUMANN,HANS : Ansätze zu einer Methodologie der Prognostik. Diss. Mannheim 1980.

LAUX,HELMUT : Flexible Planung des Kapitalbudgets mit Hilfe der linearen Programmierung. In: ZfbF, 21 (1969), S.728-742.

LAUX,HELMUT : Flexible Investitionsplanung. Einführung in die Theorie der sequentiellen Entscheidungen bei Unsicherheit. Opladen 1971.

LAUX,HELMUT : Flexible Planung. In: WISU, 1 (1972) 9, S.409-412 (Teil I); 1 (1972) 10, S.459-465 (Teil II).

LAWRENCE,ANTHONY - BRAITHWAIT,STEVEN : The Residential Demand for Electricity: An Econometric Approach. In: JoE, 9 (1979) 1/2, S.59-77.

LEDGARD,HENRY F. : The Case for Structured Programming. In: BIT, 14 (1974) 1, S.45-57.

LEEDS,RUTH : The Absorption of Protest: A Working Paper. In: New Perspectives in Organization Research, hrsg. v. W.W. Cooper, H.J. Leavitt, M.W. Shelly. New York 1964, S.115-135.

LEHNEIS,ALFRED : Langfristige Unternehmensplanung bei unsicheren Erwartungen. Neuwied - Berlin 1971.

LEIDERER,W. : Kostenorientierte Anpassungsentscheidungen. München 1977.

LENK,HANS : Erklärung, Prognose, Planung. Skizzen zu Brennproblemen der Wissenschaftstheorie. Freiburg 1972.

LEV,BENJAMIN et al. (Eds.) : Analytic Techniques for Energy Planning. Proceedings of the First Symposium, Organized by The Operations Research Society of America Special Interest Group on Energy, Natural Resources and Environment. Amsterdam - New York - Oxford 1984.

LEVENBACH,HANS - CLEARY,JAMES P. : The Modern Forecaster. Belmont 1984.

LEWANDOWSKI,RUDOLF : Prognose- und Informationssysteme und ihre Anwendungen. Band 1. Berlin - New York 1974.

LEWANDOWSKI,RUDOLF : Prognose- und Informationssysteme und ihre Anwendungen. Band 2: Mittelfristige Prognose- und Marketing-Systeme. Berlin - New York 1980.

LEWANDOWSKI,RUDOLF : Ein Vergleich von Prognosemethoden. In: Operations Research Proceedings 1983, hrsg. v. H. Steckhan u.a. Berlin 1984, S.415-422.

LEWONTIN,RICHARD C. : Anpassung. In: Spektrum der Wissenschaft: Evolution. Die Entwicklung von den ersten Lebewesen bis zum Menschen. Heidelberg 1985, S.33-40.

LIENHARD,HANS - STEIGER,FRED - WEBER,KARL : Planspiel Elektrizitätswirtschaft. Ein Computerspiel zur Management-Ausbildung. Bern - Stuttgart 1975.

LILLARD,LEE A. - ACTON,JAN PAUL : Seasonal Electricity Demand and Pricing Analysis with a Variable Response Model. In: The Bell Journal of Economics, 12 (1981) 1, S.71-92.

LINDEMANN,PETER : Unternehmensführung und Wirtschaftskybernetik. Neuwied - Berlin 1970.

LINKE,KLAUS : Kraftwerkseinsatzoptimierung. In: ET, 35 (1985) 11, S.751-764.

LOHMANN,M. : Budget und Betriebsvergleich als Mittel zur Bekämpfung der Elastizitätskrise. In: ZfB, 8 (1931), S.720-728.

LORSCH,WILLIAM J.: Managing Change. In: Organizational Behavior and Administration, hrsg. v. P.R. Lawrence, L.B. Barnes und J.W. Lorsch, Homewood 1976, S.

LOVINS,AMORY B. - LOVINS,HUNTER L. : Electric Utilities: Key to Capitalizing the Energy Transition. In: Technological Forecasting and Social Change, 22 (1982) 2, S.153-166.

LÖW,ANTON : Stagnierender Energiebedarf auch bei wachsender Wirtschaft. In: ZfE, 9 (1985) 2, S.85-94.

LÜCKE,WOLFGANG : Betriebliche Anpassung und Strategie in der Rezession. In: ZfB, 44 (1974) 11, S.711-728.

LUDEWIG,JOHANNES : Simulationsmodelle ganzer Unternehmungen. Wiesbaden 1975.

LUHMANN,HANS-JOCHEN : Energieeinsparung durch Verstärkung dezentraler Kapitalallokation. Wirtschaftspolitische Vorschläge zum Abbau von Wettbewerbsnachteilen für die Energieeinsparung im Bereich der Haushalte und Abschätzung des Einsparpotentials. Frankfurt/M. - Bern 1981. (Europäische Hochschulschriften: Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft; Bd.304).

LUHMANN,HANS-JOCHEN : Wirtschaftspolitische Maßnahmen zur Einsparung von Energie im Sektor "Haushalte und Kleinverbraucher". In: Energie-Sparen: Die neue Energiequelle, hrsg. v. Klaus M. Meyer-Abich et al., Frankfurt/M. 1983, S.104-214.

LUHMANN,NIKLAS : Zweckbegriff und Systemrationalität - Über die Funktion von Zwecken in sozialen Systemen. Tübingen 1968.

LUHMANN,NIKLAS : Soziologische Aufklärung - Aufsätze zur Theorie sozialer Systeme: Bd.1. 3.Aufl. Opladen 1972.

LÜKE,BERNHARD : Experimente zur Software-Ergonomie und empirische Untersuchungen dreier Software-Varianten einer computergestützten Finanzbuchhaltung. Diss. Dortmund 1983a.

LÜKE,BERNHARD : Experimentelle Untersuchungen zum Benutzerverhalten in der Dialog-Finanzbuchhaltung. In: Software-Ergonomie, hrsg. v. Helmut Balzert, Stuttgart 1983b, S.288-300.

LÜTHI,HANS : Die Überlebensfähigkeit der Unternehmung. In: Die Unternehmung, 23 (1969) 3, S.211-222.

LYMAN,RUFUS ASHLEY III : Demand Conditions in the Electrical Power Industry: an Econometric Study. Ph. Diss. Northwestern University 1972.

MACKENTHUN,WERNER - MARESKE,ARMIN : Elektrizitätsversorgung. In: Das Energiehandbuch, hrsg. v. Gerhard Bischoff, 4.Aufl. Braunschweig - Wiesbaden 1981, S.281-314.

MAGERL,HORST : Bis an die Grenze des technisch Machbaren. In: Volks- und Betriebswirt, 49 (1979) 10, S.18-22.

MAGERL,HORST - SCHULZ,ECKHARD : Kurz- und langfristige Aspekte der Stromverbrauchsentwicklung. In: Elektrizitätswirtschaft, 80 (1981) 1, S.1-4.

MAHER,ELLEN : The Dynamics of Growth in the Electric Power Industry. In: Values in the Electric Power Industry, hrsg. v. Kenneth Sayre, Notre Dame - London 1977, S.149-216.

MAHLMANN,KARL : Anpassung und Anpassungsfähigkeit der betrieblichen Planung. Göttingen 1976.

MAHMOUD,ESSAM : Accuracy in Forecasting: A Survey. In: JoF, 3 (1984) 2, S.139-159.

MAIER,KLAUS : Die Flexibilität betrieblicher Leistungsprozesse. Thun - Frankfurt/M. 1982.

MAKRIDAKIS,SPYROS - WHEELWRIGHT,STEVEN C. : Integrating Forecasting and Planning. In: LRP, 6 (1973) 9, S.53-63.

MAKRIDAKIS,SPYROS - WHEELWRIGHT,STEVEN C. : Interactive Forecasting. 2nd. Ed. San Francisco 1978.

MAKRIDAKIS,SPYROS - WHEELWRIGHT,STEVEN C. - MCGEE,VICTOR E. : Forecasting - Methods and Applications. 2nd. Ed. New York u.a. 1983.

MAKRIDAKIS,SPYROS et al. : The Forecasting Accuracy of Major Time Series Methods. Chichester - New York 1984.

MANICHAIKUL,Y. - SCHWEPPE,F.C. : Physical/Economic Analysis of Industrial Demand. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 99 (1980) 2, S.582-588.

MANN,E.W. - RUMPF,H.G. : Entwicklungen und zukünftige Aufgaben der Elektrizitätsanwendung. In: Elektrizitätswirtschaft, 78 (1979) 22, S.869-871.

MARSCHAK,THOMAS - NELSON,RICHARD: Flexibility, Uncertainty, and Economic Theory. In: Metroeconomica, 14 (1962), S.42-58.

MARESKE,ARMIN - TILLWICKS,THOMAS : Tageslastprognose. In: ET, 35 (1985) 11, S.772-782.

MARTINO,JOSEPH P.: Evaluating Forecast Validity. In: A Guide to Practical Technological Forecasting, hrsg. v. James R. Bright u. Milton E.F. Schoeman, Englewood Cliffs 1973, S.26-52.

MARTINO,JOSEPH P. : Technological Forecasting for Decision Making. 2nd. Ed. New York 1983.

MASCARENHAS,BRIANCE : Planning for Flexibility. In: LRP, 14 (1981) 5, S.78-82.

MASSÉ,PIERRE: Investitionskriterien. Probleme der Investitionsplanung. München 1968.

MATT,GÜNTER : Die schrittweise Regressionsanalyse und ihre Anwendungsmöglichkeit im kaufmännischen Bereich. In: Ablauf- und Planungsforschung, 4 (1963),S.254-263

MAULL,HANNS W. : Gefährliche Sorglosigkeit. Überlegungen zur Sicherheit der Energieversorgung. In: ET, 35 (1985) 6,S.405-410.

MAUNE.RUDOLF : Planungskontrolle. Die Kontrolle des Planungssystems der Unternehmung. Thun - Frankfurt/M. 1980. (Reihe Wirtschaftswissenschaften; Bd.207).

MAUNGKAEW,CHUANG : Projected Demand for Electrical Power in Georgia to 1985. Ph. Diss. University of Georgia 1975.

MAYER,HELMUT : Die Anpassungsfähigkeit eines MIS. In: IO, 39 (1970) 9, S.379-382.

MAYR,ULRICH : Ein flexibles Automatisierungskonzept für Netze regionaler Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Diss. Karlsruhe 1980.

MCGREGOR,DOUGLAS : Der Mensch im Unternehmen. The Human Side of Enterprise. 3.Aufl. Düsseldorf - Wien 1973.

MCELWAIN,ADRIENNE M. : The Modelling of the Time-of-Day Demand for Electricity: An Investigation of the Carolina Power and Light Residential Time-of-Day Pricing Experiment. Ph. Diss. Duke University 1980.

MCGUIRE,ALISTAIR : Excess Capacity and the Demand for Electricity in Scotland. In: Scottish Journal of Political Economy, 29 (1982) 1, S.45-58.

MCNEES,STEPHEN K. : An Evaluation of Economic Forecasts. In: New England Economic Review, (1975), S.3-39.

MEFFERT,HERIBERT : Die Flexibilität in betriebswirtschaftlichen Entscheidungen. (Unveröffentlichte Habilitationsschrift) München 1968.

MEFFERT,HERIBERT : Zum Problem der betriebswirtschaftlichen Flexibilität. In: ZfB, 39 (1969) 12, S.779-800.

MEFFERT,HERIBERT : Größere Flexibilität als Unternehmungskonzept. In: ZfbF, 37 (1985) 2, S.121-137.

MEFFERT,HERIBERT : Marketing. Grundlagen der Absatzpolitik. 7.Aufl. Wiesbaden 1986.

MEFFERT,HERIBERT - STEFFENHAGEN,HARTWIG : Marketing-Prognose-Modelle. Stuttgart 1977.

MEFFERT,HERIBERT - WALTERS,MICHAEL : Anpassung des absatzpolitischen Instrumentariums in stagnierenden und schrumpfenden Märkten. In: Betriebswirtschaftslehre und ökonomische Krise, hrsg. v. Wolfgang H. Staehle und Edgar Stoll, Wiesbaden 1984, S.141-160.

MEIXNER,HORST : Das Ziel der Energieeinsparung im Kontext der Energie- und Wirtschaftspolitik. In: Energie-Sparen: Die neue Energiequelle, hrsg. v. Klaus M. Meyer-Abich u.a. Frankfurt/M. 1983. S.67-103.

MELLEROWICZ,KONRAD : Planung und Plankostenrechnung. Bd.1: Betriebliche Planung. 3.Aufl. Freiburg 1972.

MELLWIG,WINFRIED : Anpassungsfähigkeit und Ungewissheitstheorie. Zur Berücksichtigung der Elastizität des Handelns in der Unternehmenstheorie. Tübingen 1972a.

MELLWIG,WINFRIED : Flexibilität als Aspekt unternehmerischen Handels. In: ZfbF, 24 (1972b), S.724-744.

MELLWIG,WINFRIED : Gewinnsicherung und Auswahlkriterium bei Ungewißheit. In: ZfbF, 25 (1973), S.792-804.

MENGES,GÜNTER : Ökonometrische Prognosen. Köln - Opladen 1967.

MENGES,GÜNTER : Grundmodelle wirtschaftlicher Entscheidungen. 2.Aufl. Düsseldorf 1974.

MENTZER,JOHN T. - COX,JAMES E. Jr.: Familiarity, Application, and Performance of Sales Forecasting Techniques. In: JoF, 3 (1984) 1, S.27-36.

MERTENS,PETER : Die technische Gestaltung von Bildschirmdialogen. In: Online, 15 (1977) 9, S.670-675.

MERTENS,PETER : Simulation. 2.Aufl. Stuttgart 1982.

MERTENS,PETER - BACKERT,KLAUS : Vergleich und Auswahl von Prognoseverfahren für betriebswirtschaftliche Zwecke. In: Prognoserechnung, hrsg.v. Peter Mertens, 4.Aufl. Würzburg - Wien 1981.

MERTENS,PETER - GRIESE,JOACHIM : Industrielle Datenverarbeitung. Bd.2: Informations- und Planungssysteme. 4.Aufl. Wiesbaden 1984.

METTLER-MEIBOM,BARBARA - WICHMANN,BERTOLD : Informationsstand und Einstellung als Verhaltensregulative. In: Einfluß des Verbraucherverhaltens auf den Energiebedarf privater Haushalte, hrsg. v. FfE, Berlin 1982, S.73-88.

MEYER-ABICH,KLAUS MICHAEL - SCHEFOLD,BERTRAM : Die Grenzen der Atomwirtschaft. Die Zukunft von Energie, Wirtschaft und Gesellschaft. 2.Aufl. München 1986. (Die Sozialverträglichkeit von Energiesystemen; Bd. 8).

MILLER,EDWARD F. - LINDAMOOD,GEORGE E. : Structured Programming: Top-Down Approach. In: Datamation, 19 (1973) 12, S.55-57.

MIROW,HEINZ M. : Kybernetik. Grundlage einer allgemeinen Theorie der Organisation. Wiesbaden 1969.

MITCHELL,BRIDGER M. - MANNING,WILLARD G. - ACTON,JAN PAUL : Peak-Load Pricing : European Lessons for U.S. Energy Policy Cambridge/Mass. 1978.

MITCHEM,ALLEN PERSHING : A Regional Model of Time of Day Electricity Demand: A Two Stage Approach. Ph. Diss. University of California, San Diego 1981.

MÖNIG,WALTER : Determinanten des Elektrizitätsangebots und volkswirtschaftliche Kriterien zu seiner Beurteilung. München 1975. (Schriftenreihe des Energiewirtschaftlichen Instituts;Bd.18).

MONTGOMARY,DOUGLAS C. - PECK,ELIZABETH A. : Introduction to Linear Regression Analysis. New York u.a. 1982.

MORITZ,HANS : Umsetzung Wahrnehmungspsychologischer Erkenntnisse für die Informationsgestaltung am Bildschirm (Maskengestaltung). In: Software-Ergonomie, hrsg. v. Helmut Balzert, Stuttgart 1983, S.98-113.

MORRISON,G.W. - PIKE,D.H. : Kalman Filtering applied to Statistical Forecasting. In: Management Science, 23 (1977) 7, S.768-774.

MÖSSNER,GERD ULRICH : Planung flexibler Unternehmensstrategien München 1982.

MOTLAGH,CYRUS KHAMNEI : Structuring Uncertainties in Long Range Planning of Electrical Power. Ph. Diss. University of Michigan 1974.

MOUNT,T.D. - CHAPMAN,L.D. - TYRRELL,T.J. : Electricity Demand in the United States: an Econometric Analysis. Oak Ridge National Laboratory Report ORNL-NSF-EP-49, 1973.

MÜLLER,WERNER - STOY,BERND : Entkopplung. Wirtschaftswachstum ohne mehr Energie? Stuttgart 1978.

MÜLLER-REISSMANN,K.F. - BOSSEL,H. : Kriterien für Energieversorgungssysteme. Institut für Agewandte Systemforschung und Prognose (ISP), Hannover 1979.

MUNARI,SILVIO - NAUMANN,CHRIS : Strategische Steuerung - Bedeutung im Rahmen des Strategischen Management. In: ZfbF, 36 (1984) 5, S.371-384.

MUNASINGHE,MOHAN - WARFORD,JEREMY J. : Electricity Pricing: Theory and Case Studies. Baltimore 1982.

MUNASINGHE,MOHAN - SCHWAMM,GUNTER : Energy Economics, Demand Management and Conversation Policy. New York 1983.

MYERS,GLENFORD J. : Reliable Software through Composite Design. New York 1975.

MYERS,GLENFORD J. : Software Reliability. Principles and Practices. New York u.a. 1976.

NAGEL,THEODORE J. : Operating a Major Electric Utility Today. In: Science, 201 (1978) 15.9., S.985-993.

NATIONAL INDUSTRIAL CONFERENCE BOARD : Forecasting Sales. Business Policiy Studies No. 106. New York 1964.

NAYLOR,THOMAS H. : Computer Simulation Experiments with Models of Economic Systems. New York 1971.

NAYLOR,THOMAS H. : Corporate Planning Models. Reading Mass. 1979.

NIESCHLAG,ROBERT - DICHTL,ERWIN - HÖRSCHGEN,HANS : Marketing. 14. Aufl. Berlin 1985.

NIGGEMANN,WALTER : Optimale Inforamtionsprozesse in betriebswirtschaftlichen Entscheidungssituationen. Wiesbaden 1973.

NOSKO,HERBERT : Energieverwendung im Industriebetrieb. Berlin 1986.

OECD/IEA (Hrsg.) : Energy Policies and Programmes of IEA Countries. 1983 Review. Paris 1984.

OECD/IEA (Hrsg.) : Electricity in IEA Countries. Paris 1985.

OESTERWIND,DIETER : Kooperative Planungsmodelle für die Energiewirtschaft und Energieversorgungsunternehmen. In: ZfB, 49 (1979) 6, S.493-499.

OPITZ,OTTO : Modelle und Verfahren der Prognose. In: DBW, 45 (1985) 1, S.83-95.

ÖSTERLE,HUBERT : Techniken zum Entwurf betrieblicher Anwendungsprogramme. In: AI, 19 (1977) 6, S.249-257.

ÖSTERLE,HUBERT : Entwurf betrieblicher Informationssysteme. München - Wien 1981. (Computer Monographien, Band 16).

OSTERLOH,MARGIT : Das "Gesetz der erforderlichen Varietät" und die hierarchische Struktur von Entscheidungssystemen. In: Angewandte Wirtschafts- und Sozialkybernetik, hrsg. v. B. Schiemenz und H. Wagner, Berlin 1984, S.149-166.

OTT,GERHARD - SCHILLING,HANS-DIETER : Die Weltenergiekonferenz. Studie "World Energy - Looking Ahead to 2020" und 11. Weltenergiekonferenz 1980 in München. Essen 1979. (Schriften über wirtschaftliche und organisatorische Probleme bei der Gewinnung und Verwertung mineralischer Rohstoffe; Bd. 18).

o.V. : Ten Steps in Forecasting Sales. In: Management Review, 45 (1956) 4, S.261.

o.V. : Stromversorgung Oberbayerns wiederhergestellt - Naßschneefall störte Elektrizitätsversorgung erheblich. In: Elektrizitätswirtschaft, 79 (1980) 10, S.385.

o.V. : Die Elektrizitätswirtschaft in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1985. In: Die Elektrizitätswirtschaft, 85 (1986a) 19, S.707-756.

o.V. : Strom für Industrie ist 3% billiger als in NRW. In: Handelsblatt vom 21./22.11.1986b, Nr 224, S.27.

o.V. : Freier EG-Stromhandel. In: Bonner Energie-Report, 8 (1987) 13, S.9-12.

PACHAURI,RAJENDRA KUMAR : A Dynamic Model for Forecasting of Electrical Energy Demand in a Specific Region Located in North and South Carolina. Ph.Diss North Carolina State University at Raleigh 1974.

PANZAR,JOHN C. - WILLIG,ROBERT D. : Theoretical Determinants of the Industrial Demand for Electricity by Time of Day. In: JoE, 9 (1979) 1/2, S.193-207.

PARKINSON,STANLEY R. et al. : Effects of breadth, depth and number of responses on computer menu search performance. In: International Journal of Man-Machine Studies, 28 (1987) 6, S.683-692.

PARNAS,D.L. : On the Criteria to be Used in Decomposing Systems into Moduls. In Communication of the ACM, 15 (1972) 12, S.1053-1058.

PARTI,MICHAEL - PARTI,CYNTHIA : The Total and Appliance-specific Conditional Demand for Electricity in the Household Sector. In: The Bell Journal of Economics, 11 (1980), S.309-321.

PECK,STEPHEN C. - WEYANT,JOHN P. : Electricity Growth in the Future. In: EJ, 6 (1985) 1, S.23-43.

PEIRSON,JOHN DOUGLAS : The Domestic Demand for Electricity in England and Wales. Diss. phil. University of Southampton, UK 1984.

PETERSAN,DONIS NELSON : Residential Electricity Demand and Optimal Power Resource Utilization. Ph. Diss. The University of Nebraska - Lincoln 1984.

PFIFFNER,MAX : Endbenutzer-Programmierung - Erfahrungen mit dem Einsatz von Enduser-Tools. In: Effizienzverbesserung in der Software-Entwicklung: Strategien - Anwendererfahrungen - Entwicklungstrends; Proceedings. München 1984, S.123-161.

PFOHL,HANS-CHRISTIAN : Planung und Kontrolle. Stuttgart - Berlin - Köln - Mainz 1981.

PFOHL,HANS-CHRISTIAN - WÜBBENHORST,KLAUS : Einflüsse externer Anspruchsgruppen auf die strategische Planung von Elektrizitätsversorgungsunternehmungen. In: DBW, 42 (1982) 4, S.561-574.

PICOT,ARNOLD : Strukturwandel und Unternehmensstrategie. In: WiSt, 10 (1981) 11, S.527-532 (Teil I), 10 (1981) 12, S.563-571 (Teil II).

PINDYCK,ROBERT S. : International Comparisons of the Residential Demand for Energy. In: European Economic Review, 13 (1980) 1, S.1-24.

PINSKE,JÜRGEN D. : Elektrische Energieerzeugung. Stuttgart 1981.

PLATT,HARLAN D. : An Integrated Approach to Electricty Demand Forecasting. In: EJ, 4 (1983) Special Electricity Issue, S.75-91.

PLUMLEY,G.C. - SEAMAN,E.F. : Cost Comparisons Decide Houston Network. In: Electrical World, 95 (1930) 24, S.1211-1213.

PÖHLMANN,WERNER : Die Gebietsregelung der öffentlichen Energieversorgung mit Elektrizität und Gas als Staatsaufgabe. Diss. Erlangen - Nürnberg 1984.

POPPER,KARL R. : Some Comments on Truth and the Growth of Knowledge. In: Logic, Methodology and Philosophy of Sience, hrsg. v. Ernest Nagel et. al., Stanford 1962, S.285-292.

POPPER,KARL R. : Prognose und Prophetie in den Sozialwissenschaften. In: Logik der Sozialwissenschaften, hrsg. v. Ernst Topitsch, 8.Aufl. Köln 1972, S.113-125.

PREISING,KARL-HEINZ : Das Elastizitätsproblem in der Werksorganisation. Diss. Erlangen 1957.

PREISLER,W. : Flexibilität von Maschinenbaubetrieben. In: Die Technik, 33 (1978) 5, S.285-287.

PRESSAT,ROLAND: Demographic Analysis. Methods, Results, Applications. Chicago - New York 1972.

RADZIO,HEINER : Das magische Jahr 1995. RWE-Strompreise. In: Handelsblatt vom 15.1.1987, Nr.10, S.11.

RAFFÉE,HANS : Grundprobleme der Betriebswirtschaftslehre. Göttingen 1974.

RAFFÉE,HANS - FRITZ,W. : Bedarfslenkendes Marketing von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. In: DBW, 40 (1980) 4,S.561-576.

RAIA,ANTHONY P. : Goal Setting and Self-Control. In: Journal of Management Studies,12 (1965), S.34-53.

RASH,WAYNE : Ten-Steps Plan for Forecasting an Industrial Market. In: Industrial Marketing, 46 (1961) 3, S.40-43.

RASOKAT,HORST : Exponentielles Wachstum in der Elektrizitätswirtschaft. In: Elektrizitätswirtschaft, 77 (1978) 3, S.77-87.

READ,GEORGE J. : Forecasting the Revival Phase of Kilowatthour Consumption. In: Electrical World, 102 (1933) 25, S.780-784.

READWIN,ANDREW M. : Ein energiewirtschaftliches Planungsmodell zur Bestimmung effizienter Versorgungsstrategien. Frankfurt/M. - Bern 1985.

REHKUGLER,HEINZ : Finanzielle Flexibilität durch Lohnverzicht ? In: Betriebswirtschaftliche Entscheidungen bei Stagnation - Edmund Heinen zum 65. Geburtstag, Hrsg. v. L.Pack u. D.Börner. Wiesbaden 1984, S.127-144.

REHM,OTMAR : Absatzprognose. In: Marketing-Enzyklopädie, Bd.1, München 1974, S.23-35.

REICH,O.D. : Maintaining a Flexible Organization for Changing Conditions. New York 1932.

REICHMANN,THOMAS : Die betrieblichen Anpassungsprozesse im Lagerbereich. In: ZfbF, 19 (1967), S.762-774.

REICHMANN,THOMAS : Controlling mit Kennzahlen. Grundlagen einer systemgestützten Controlling-Konzeption. München 1985.

REID,RICHARD A. : The Forecasting Process: Guidelines for the MIS Manager. In: Journal of Systems Management, 37 (1986) 11, S.33-37.

REIFSCHNEIDER,DAVID LEON : The Forecasting of the Distribution of Weekly Peak Electricity Demand and its Application to Planned Outage Scheduling. Ph.Diss. University of Wisconsin - Madison 1983.

REINDL-KEIM,GABRIELE : Die Selektion von multikollinearen Regressoren im multiplen Regressionsmodell. Diss. Passau 1984.

REITER,CURT : Braucht das EVU den Industrieberater? Empfehlungen für die Einrichtung bzw. Intensivierung einer Industrieberatung beim EVU. In: Elektrizitätswirtschaft, 72 (1973) 1, S.4-10.

REIX,ROBERT : La flexibilité de l'entreprise. Paris 1979.

REYNEAU,P.O. : Predicting Load on Residence Circuits. In: Electrical World, 72 (1918) 19, S.969-971.

RHYNE,ROBERT GLENN : A Study to Develop a Forecasting Model to Estimate the Demand for Electricity for the State of Mississippi. D.B.A. Mississippi State University 1976.

RICH,STUART MICHEL : Electric Home Heating in the United States: Its Growth, Industry Structure, Equipment, Promotion, Marketing, and Outlook. D.B.A. Indiana University. Graduate School of Business 1960.

RIEBEL,PAUL : Die Elastizität des Betriebes. Köln - Opladen 1954.

RIEDL,RUPERT : Die Spaltung des Weltbildes. Biologische Grundlagen des Erklärens und Verstehens. Berlin - Hamburg 1985.

RIEGER,HANS CRISTOPH : Begriff und Logik der Planung. Wiesbaden 1967.

RIESER,IGNAZ : Frühwarnsysteme für die Unternehmungspraxis. München 1980.

RITTSTIEG,GERHARD : Die Kostenentwicklung der Stromversorgung im nächsten Jahrzehnt und ihre Auswirkungen auf die Strompreise. In: Elektrizitätswirtschaft, 76 (1977) 16, S.530-536.

ROCHE,JOHN D. : Planning in the ESB. Dublin 1978.

ROGGE,HANS-JÜRGEN : Methoden und Modelle der Prognose aus absatzwirtschaftlicher Sicht. Berlin 1972. (Betriebswirtschaftliche Schriften; Heft 62).

ROKEACH,MILTON : The Open and Closed Mind. New York 1960.

ROMAN,DANIEL D. : Technological Forecasting in the Decision Process. In: Academy of Management Journal, 13 (1970) 2, S.127-138.

RÖPER,BURKHARDT (Hrsg.) : Wettbewerbsprobleme der Elektrizitätsversorgung. Der Begriff Monopolgrad. Berlin 1972. (Schriften des Vereins für Sozialpolitik; Neue Folge Band 65).

ROSENTRETER,JÜRGEN : Prognosen in der industriellen Planung. Frankfurt/M. - Zürich 1977.

ROSOVE,P.E. : Developing Computer-Based Information Systems. New York u.a. 1967.

ROTHENBERG,HANS FRIEDRICH : Plankostenrechnung als Instrument der Betriebsüberwachung und -steuerung. In: Elektrizitätswirtschaft, 76 (1977) 16, S.537-542.

ROTHSCHILD,KURT W. : Wirtschaftsprognose, Methoden und Probleme. Berlin - Heidelberg - New York 1969.

ROTHSCHILD,KURT W. : Zur Frage der Erfolgsbeurteilung ökonomischer Prognosen. In: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, 130 (1974) 4, S.577-586.

ROVENTA,PETER : Portfolio-Analyse und Strategisches Management. 2.Aufl. München 1981.

RUHLAND,JOHANNES : Quantitative Energiekrisenplanung. München 1987. (Hochschulschriften zur Betriebswirtschaftslehre; Bd.44).

RÜTH,DIETER : Ansatzpunkte einer effizienten Gestaltung der Unternehmensplanung. Diss. Essen 1987.

SAMUELS,M.M. : System Plan Alternatives Visualized for Executives. In: Electrical World, 98 (1931) 18, S.778-782.

SAUER,ERICH - ZEISE,ROLAND : Energietransport, -speicherung und -verteilung. Köln 1982. (Handbuchreihe Energie; Bd.11).

SAUERMANN,HEINZ - SELTEN,REINHARD : Anspruchsanpassungstheorie der Unternehmung. In: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, 118 (1962), S.577-597.

SCHAEFER,HELMUT : Ansätze zur strukturellen Analyse des industriellen Energieverbrauchs. In: Struktur und Tendenzen in der industriellen Energiebedarfsdeckung, hrsg. v. FfE, Berlin u.a. 1985, S.6-18.

SCHÄFER,ERICH : Marktanalyse und Marktbeobachtung als Mittel der Anpassung an die Wirtschaftslage. In: ZfB, 8 (1931), S.728-734.

SCHAICH,EBERHARD : Schätz- und Testmethoden für Sozialwissenschaftler. München 1977.

SCHANZ,GÜNTHER : Einführung in die Methodologie der Betriebswirtschaftslehre. Köln 1975.

SCHEER,AUGUST-WILHELM : Absatzprognosen. Berlin - Heidelberg - New York - Tokyo 1983.

SCHELHORSE,LARRY DIXIE : The Commercial Demand for Electricity: Evidence for a Single Utility. Ph. Diss. University of California, Santa Barbara 1979.

SCHIEMENZ,BERND : Betriebskybernetik. Stuttgart 1982.

SCHIFFER,HANS-WILHELM : Die Elektrizitätswirtschaft der Bundesrepublik Deutschland. In: ZfE, 6 (1982) 4, S.228-242.

SCHLITTGEN,RAINER - STREITBERG,BERND H.J. : Zeitreihenanalyse. München - Wien 1984.

SCHMALENBACH,EUGEN : Die Betriebswirtschaftslehre an der Schwelle der neuen Wirtschaftsverfassung. In: ZfhF, 22 (1928), S.241-251.

SCHMIDT,F. : Die Anpassung der Betriebe an die Wirtschaftslage. In: ZfB, 3 (1926), S.85-108.

SCHMIDT,RALF-BODO : Wirtschaftslehre der Unternehmung. Band 2: Zielerreichung. Stuttgart 1973.

SCHMIDT,ULRICH : Zum Prognoseproblem in der Wirtschaftswissenschaft. Eine Untersuchung auf wissenschaftstheoretischer Grundlage. Dagersheim 1971.

SCHMIDT-SUDHOFF,ULRICH : Unternehmerziele und unternehmerisches Zielsystem. Wiesbaden 1967.

SCHMITT,DIETER - SCHÜRMANN,HEINZ-JÜRGEN : Die unterstellte Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch - keine neue Alternative. In: ZfE, 2 (1978) 2, S.147-155.

SCHMITZ,KURT : Langfristplanung in der Energiewirtschaft. Basel 1979.

SCHMITZ,PAUL - BONS,HEINZ - VAN MEGEN,RUDOLF : Software-Qualitätssicherung - Testen im Software-Lebenszyklus. Braunschweig - Wiesbaden 1982.

SCHNEEBERGER,HANS : Punkt-, Intervallprognose und Test auf Strukturbruch mit Hilfe der Regressionsanalyse. In: Prognoserechnung, hrsg. v. Peter Mertens, 4.Aufl. Würzburg - Wien 1981, S.133-148.

SCHNEEWEISS,HANS : Das Grundmodell der Entscheidungstheorie. In: Statistische Hefte, 7 (1966) 1, S.125-137.

SCHNEEWEISS,HANS : Ökonometrie. 3.Aufl. Würzburg - Wien 1978.

SCHNEIDER,DIETER : Flexible Planung als Lösung der Entscheidungsprobleme unter Ungewißheit? In: ZfbF, 23 (1971), S.831-851.

SCHNEIDER,DIETER : "Flexible Planung als Lösung der Entscheidungsprobleme unter Ungewißheit" in der Diskussion. In: ZfbF, 24 (1972a), S.456-476.

SCHNEIDER,DIETER : Anpassungsfähigkeit und Entscheidungsregel unter Ungewißheit. In: ZfbF, 24 (1972b), S.745-757.

SCHNEIDER,DIETER : Anpassungsfähigkeit und Entscheidungsregel unter Ungewißheit in der Diskussion. In: ZfbF, 25 (1973), S.805-806.

SCHNEIDER,DIETER : Investition und Finanzierung. 5.Aufl. Wiesbaden 1980.

SCHNEIDER,HANS K. : Marktwirtschaftliche Anpassung und kostendeckende Preise. In: Kosten und Erträge, hrsg. v. Energiewirtschaftlichen Institut zu Köln - München 1984a, S.21-45.

SCHNEIDER,HANS K. : Verbesserung der Rahmenbedingungen - Grundvoraussetzung für die marktwirtschaftliche Lösung der energiewirtschaftlichen Anpassungsaufgaben. In: Verbesserung der Rahmenbedingungen für die Energiewirtschaft, hrsg. v. Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln - München 1984b, S.239-267.

SCHNEIDER,RICHARD : Elektrische Energiewirtschaft. Berlin 1936.

SCHNEIDER,S. - SCHWAB,P. - RENNINGER,V. : Wesen, Vergleich und Stand von Software zur Produktion von Systemen der computergestützten Unternehmensplanung. Erlangen 1983. (Arbeitsbericht des Instituts für mathematische Maschinen und Datenverarbeitung an der Friedrich-Alexander-Universität von Erlangen-Nürnberg; Bd. 16, Nr.5).

SCHNELL,PETER : Energiebedarfsprognosen in der Elektrizitätswirtschaft und ihre praktische Nutzanwendung. In: Elektrizitätswirtschaft, 76 (1977) 16, S.521-530.

SCHNELL,PETER : Der Energiemarkt Industrie - Aspekte und Konsequenzen für die Elektrizitätswirtschaft. In: Struktur und Tendenzen in der industriellen Energiebedarfsdeckung, hrsg. v. FfE, Berlin u.a. 1985, S.28-39.

SCHNUPP,PETER - FLOYD,CHRISTIANE : Software-Programmentwicklung und Projektorganisation. Berlin - New York 2.Aufl.1979.

SCHÖNFELD,PETER : Methoden der Ökonometrie. Bd.2.: Stochastische Regressoren und simultane Gleichungen. München 1971.

SCHÖNPFLUG,W. - WITTSTOCK,M. (Hrsg.) : Software-Ergonomie '87. Nutzen Informationssysteme dem Benutzer ? Stuttgart 1987.

SCHREINER,GEORG : Analyse der Einsatzmöglichkeiten von Action Research im planungswissenschafltichen Kontext. Diss. Köln 1976.

SCHREYÖGG,GEORG - STEINMANN,HORST : Strategische Kontrolle. In: ZfbF, 37 (1985) 5, S.391-410.

SCHRÖDER,MICHAEL : Einführung in die kurzfristige Zeitreihenprognose und Vergleich der einzelnen Verfahren. In: Prognoserechnung, hrsg. v. Peter Mertens, 4.Aufl. Würzburg - Wien 1981, S.23-58.

SCHROEDER,THOMAS J. : Jährliche Kraftwerkseinsatzplanung. In: ET, 35 (1985) 11, S.765-771.

SCHULTE-HILLEN,GERD : Personelle Flexibilität und die Einführung neuer Technologien in der Druckindustrie. In: ZfB, 50 (1980) 1, S.82-85.

SCHULZ,ARNO : Methoden des Softwareentwurfs und strukturierte Programmierung. 2.Aufl. Berlin - New York 1982.

SCHWARZE,JOCHEN : Probleme der Fehlermessung bei quantitativen ökonomischen Prognosen. In: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, 129 (1973), S.535-558.

SCHWARZE,JOCHEN : Statistische Kenngrößen zur Ex-post-Beurteilung von Prognosen (Prognosefehlermaße). In: Angewandte Prognoseverfahren, hrsg. v. Jochen Schwarze, Herne - Berlin 1980, S.317-344.

SCHWEITZER,ALBIN A. : Der grenzüberschreitende Stromverbund in Europa. Rechtsgrundlagen eines Gemeinsamen Marktes für Elektrizität. Baden-Baden 1984.

SEELYE,HOWARD P. : Trend Prediction Important in Planning. In: Electrical World, (1946) 22.6, S.79-81.

SEGLER,TILMAN : Die Evolution von Organisationen. Ein evolutionstheoretischer Ansatz zur Erklärung der Entstehung und des Wandels von Organisationsformen. Frankfurt/M. - Bern - New York 1985. (Europäische Hochschulschriften: Reihe 5, Volks- und Betriebswirtschaft: Bd. 654).

SEIBT,DIETRICH : Erfahrungen mit der Strategie "Forschung durch Entwicklung" in Pilotprojekten des Bereichs "Rechnergestützte betriebliche Informationsysteme". In: Organisation, Planung, Informationsysteme: Erwin Grochla zu seinem 60.Geburtstag gewidmet, hrsg., v. Erich Frese, Paul Schmitz, Norbert Szyperski, Stuttgart 1981, S.301-335.

SEMMEL,MARKUS : Die Unternehmung aus evolutionstheoretischer Sicht. Bern - Stutgart 1984.

SILVERT,William : The Formulation and Evaluation of Predictions. In International Journal of General Systems, 7 (1981),S.189-205.

SIMON,HERBERT A. : On the Concept of Organization Goal. In: ASQ, 9 (1964), S.1-22.

SMITH,DARRELL A. : Strategic Planning: A Necessity for Utilities. In: Public Utilities Fortnightly, (1982) 2, S.15-20.

SLOBOD,MEREDITH : Industrial Demand for Electricity: Analysis of Pooled Data of a Single Utility. Ph. Diss. University of California, Los Angeles 1977.

SNEED,HARRY M. : Software - Entwicklungsmethodik. Köln - Braunsfeld 1980.

SNEED,HARRY M. : Software-Qualitätssicherung für kommerzielle Anwendungssysteme. Köln - Braunsfeld 1983.

SNYDER,JOHN JEROME : Residential Electricity Demand in Colorado Municipalities: A Time-Series Cross-Section Study. Ph. Diss. University of Colorado at Boulder 1979.

SOLLING,HUGO EBERHARDT : Kosten und Preise in der Elektrizitätsversorgung der Bundesrepublik Deutschland. Gräfelfing 1971.

SOLLING,HUGO EBERHARDT : Elektrizität - Ware und Markt. Thun - Frankfurt/M. 1981. (Reihe Wirtschaftswissenschaften; Bd. 241).

SONNENBORN,HANS-PETER : Kernenergie und Wirtschaftswachstum. In: ET 31 (1981) 1, S.8-13.

SPANN,ROBERT M. - BEAUVAIS,EDWARD C. : Econometric Estimation of Peak Electricity Demands. In: JoE, 9 (1979) 1/2, S.119-136.

SPARKES,JOHN R. - MCHUGH,A.KEVIN : Awareness and Use of Forecasting Techniques in British Industry. In: JoF, 3 (1984) 1, S.37-42.

SPINAS,PHILIPP : Zur Benutzerfreundlichkeit von Bildschirmsystemen. In: Software-Ergonomie '87, hrsg. v. W. Schöpflug und M. Wittstock, Stuttgart 1987, S.241-250.

SPRÜNGLI,RUDOLF KONRAD : Evolution und Mangement. Bern - Stuttgart 1981.

SRINIVASAN,K. - PRONOVOST R. : Short Term Load Forecasting Using Multiple Correlation Models. In: IEEE Transactions on Power Appartus and Systems, 94 (1975) 5, S.1854-1858.

STACHOWIAK,HERBERT : Gedanken zu einer allgemeinen Theorie der Modelle. In: Studium Generale, 18 (1965) 7, S.432-463.

STACHOWIAK,HERBERT : Allgemeine Modelltheorie. Wien - New York 1973.

STAEHLE,WOLFGANG H. : Organisatorische Anpassung an Umweltveränderungen. In: BFuP, 23 (1971), S.286-296.

STÄHLIN,WIGAND : Theoretische und technologische Forschung in der Betriebswirtschaftslehre. Stuttgart 1973.

STAUDT,ERICH : Struktur und Methoden technologischer Voraussagen. Göttingen 1974.

STEGMÜLLER,WOLFGANG : Probleme und Resultate der Wissenschaftstheorie und Analytischen Philosophie. Bd. 1: Wissenschaftliche Erklärung und Begründung. Berlin - New York 1969. (Verbesserter Nachdruck, Berlin - New York - Heidelberg 1974).

STEINER,GEORGE A. : Top Management Planung. München 1971.

STEINLE,CLAUS : Zukunftsgerichtetes Controlling. In: Der Betriebswirt, (1986) 2, S.6-13.

STEINMANN,HORST et al. : Betriebswirtschaftslehre und Praxis. Vorüberlegungen auf der Grundlage der Konstruktiven Philosophie und Wissenschaftstheorie. In: Zum Praxisbezug der Betriebswirtschaftslehre, hrsg. v. Hans Ulrich, Bern - Stuttgart 1976, S.51-92.

STEVENS,W.P. - MYERS,G.J. - CONSTANTINE,L.L. : Structured Design. In: IBM Systems Journal, 13 (1974) 2, S.115-139.

STOBBE,ALFRED : Volkswirtschaftslehre I. Volkswirtschaftliches Rechnungswesen. 4.Aufl. Berlin - Heidelberg - New York 1976.

STOKES,EVELYN DENISE : Energy Planning, Electric Utility Regulation, and Social Research. Ph. Diss. University of Texas at Austin 1983.

STÖWE,HEINZ : Ökonometrie. Eine einführende Darstellung. Meisenheim/Glan 1977.

STRAHRINGER,WILHELM : Beinflussen die Stromtarife den Haushaltsstromverbrauch? Frankfurt/M. 1962.

STRAHRINGER,WILHELM : Haushalt-Stromtarife und Haushalt-Stromverbrauch. Franfurt/M. o.J.

STREITFERDT,LOTHAR : Entscheidungsregeln zur Abweichungsauswertung. Würzburg - Wien 1983.

SUDING,PAUL H. : Der Energieverbrauch der Kleinverbraucher in der Bundesrepublik Deutschland 1978. In: ZfE, 5 (1981) 4, S.250-257.

SULLIVAN,ROBERT LEE : Power System Planning. New York u.a. 1977.

SWANSON,DAVID A. : Missing Survey Data in End-Use Energy Models: An Overlooked Problem. In: EJ, 7 (1986) 3, S.149-160.

SWOBODA,PETER : Die betriebliche Anpassung als Problem des betrieblichen Rechnungswesens. Wiesbaden 1964.

SZYPERSKI,NORBERT - FÜRTJES,HEINZ-THEO : Die Stellung von Pilotprojekten im betriebswirtschaftlichen Erkenntnisprozeß. Köln 1979. (Arbeitsbericht Nr.30 des Seminars für allgemeine Betriebswirtschaftslehre und betriebswirtschaftliche Planung an der Universität zu Köln).

SZYPERSKI,NORBERT - MÜLLER-BÖLING,DETLEF : Empirische Forschung und Forschung durch Entwicklung. Köln 1979. (= Arbeitsbericht Nr.20 des Seminars für allgemeine Betriebswirtschaftslehre und betriebswirtschaftliche Planung an der Universität zu Köln).

SZYPERSKI,NORBERT - MÜLLER-BÖLING,DETLEF : Zur technologischen Orientierung der empirischen Forschung. In: Der praktische Nutzen empirischer Forschung, hrsg. v. Eberhard Witte, Tübingen 1981, S.159-188.

SZYPERSKI,NORBERT - SEIBT,DIETRICH - JOEPEN,A. : Entwicklung eines computergestützten Informationssystems zur administrativen Steuerung einer Unternehmung - Rahmenkonzept für das Projekt ISAS. Köln 1973. (BIFOA Arbeitsbericht Nr. 73/1).

SZYPERSKI,NORBERT - WINAND,UDO : Entscheidungstheorie. Stuttgart 1974.

SZYPERSKI,NORBERT - WINAND,UDO : Grundbegriffe der Unternehmungsplanung. Stuttgart 1980.

TAYLOR,LESTER : The Demand for Electricity: A Survey. In: The Bell Journal of Economics, 6 (1975), S.74-110.

TAYLOR,LESTER : On Modelling the Residential Demand for Electricity by Time-of-Day. In: JoE, 9 (1979) 1/2, S.79-115.

TAYLOR,LESTER D. : The Demand for Energy: A Survey of Price and Income Elasticities. In: International Studies of the Demand for Energy, hrsg. v. William D. Nordhaus, Amsterdam 1977, S.3-43.

TAYLOR,LESTER D. - BLATTENBERGER,GAIL R. - RENNHACK,ROBERT K. : Residential Energy Demand in the United States: Introduction and Overview of Alternative Models. In: Advances in the Economics of Energy and Ressources, 5 (1984a), S.85-102.

TAYLOR,LESTER D. - BLATTENBERGER,GAIL R. - RENNHACK,ROBERT K. : Residential Energy Demand in the United States. Empirical Results for Electricity. In: Advances in the Economics of Energy and Resources, 5 (1984b), S.103-127.

TAYLOR,THOMAS N. - SCHWARZ,PETER M. : A Residential Demand Charge: Evidence from the Duke Power Time-of-Day Pricing Experiment. In: EJ, 7 (1986) 2, S.135-151.

TEGETHOFF,WILM : Elektrizität ist selbst eine Alternative. In: Öffentliche Wirtschaft und Gemeinwirtschaft, 24 (1975) 3, S.95-96.

THEIL,HENRI : Applied Economic Forecasting. New York 1966 (2nd. Printing 1971)

THEIL,HENRI : Principles of Econometrics. New York u.a. 1971.

THEISINGER,KARL : Erstarrungstendenzen der Rationalisierung. In: ZfB, 8 (1931), S.712-720.

THIEMEYER,THEO : Wirtschaftslehre öffentlicher Betriebe. Hamburg 1975.

THIEMEYER,THEO : Die Theorie der gemeinwirtschaftlichen Betriebe in ihrer Entwicklung und ihrer heutigen Gestalt. In: ZfB, 49 (1979) 8, S.747-753.

THOMAS,STEVE - MACKERRON,GORDON : Industrial Electricity Consumption in the UK: Past Determinants and Possible Futures. In: Energy Policy, 10 (1982) 4, S.275-294.

TIEDTKE,JOCHEN : Die direkten und indirekten Energiekosten in der Industrie. In: ZfE, 4 (1980) 2, S.148-150.

TOFFLER,ALVIN : The Adaptive Corporation. Aldershot 1985.

TÖPFER,ARMIN : Planungs- und Kontrollsysteme industrieller Unternehmungen. Berlin 1976.

TOPRITZHOFER,EDGAR : Modelle des Kaufverhaltens: Ein kritischer Überblick. In: Computergestützte Marketing-Planung, hrsg. v. Hans-Robert Hansen, München 1974, S.35-73.

TRENKLER,HARRO : Neue Eindrücke von der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft. In: Atom und Strom, 30 (1984) 4, S.105-113.

TRÖSCHER,HERBERT : Implementation Problems in Model Building for Corporate Planning. In: Modell- und computer-gestützte Unternehmungsplanung, hrsg. v. Erwin Grochla und Norbert Szyperski, Wiesbaden 1973a, S.363-381.

TRÖSCHER,HERBERT : Entwicklung von technisch-ökonomischen Modellen für die Ausbauplanung. In: Elektrizitätswirtschaft, 72 (1973b) 15, S.528-539.

TRÖSCHER,HERBERT : Ein Unternehmensplanspiel für die Elektrizitätswirtschaft. In: Elektrizitätswirtschaft, 76 (1977) 13, S.389-396.

ULRICH,HANS : Die Unternehmung als produktives soziales System. 2.Aufl. Bern - Stuttgart 1970.

ULRICH,HANS : Managementphilosophie und Unernehmungsstrategie. In: Unternehmungstrategie im Wandel, hrsg v. Georg Baur, Gitti Hug u. Claus Löwe, Bern - Stuttgart 1976, S.63-88.

URBAN,MARTIN : Unfähig zur Voraussicht? - Prognosen der sechziger und siebziger und die Wirklichkeit der achtziger Jahre. In: Süddeutsche Zeitung (Nr.43) vom 22.2.1983, S.24.

URBAN,PETER : Zur wissenschaftstheoretischen Problematik zeitraumüberwindender Prognosen. Köln 1973.

URI,NOEL D. : Price Expectations and the Demand for Electric Energy. In: Energy Systems and Policy, 3 (1979a), S.73-84.

URI,NOEL D. : A Mixed Time Series/Econometric Approach to Forecasting Peak System Load. In: JoE, 9 (1979b) 1/2, S.155-174.

VAJNA,THOMAS : Prognosen für die Politik. Köln 1977.

VDEW (Hrsg.) : Begriffe der Unternehmensplanung. 2.Aufl. Frankfurt/M. 1981. (Begriffsbestimmungen in der Energiewirtschaft, Teil 6).

VDEW (Hrsg.) : Die öffentliche Elektrizitätsversorgung 1985. Frankfurt/M. 1986.

VDI (Hrsg.) : VDI-Richtlinie 2067 Blatt 1. Berechnung der Kosten von Wärmeversorgungsanlagen. Betriebstechnische und -wirtschaftliche Grundlagen. Frankfurt/M. 1983.

VENNARD,EDWIN : Management of the Electric Energy Business. New York 1979.

VEW (Hrsg.) : Der Stromverbrauch privater Haushalte im Versorgungsgebiet der VEW. Analysen - Entwicklungen - Perspektiven. Münster 1982. (VEW & Wirtschaft - Informationen für Wirtschaft, Politik und Verwaltung).

VOGELSANG,INGO : Die staatliche Regulierung der amerikanischen Elektrizitätswirtschaft - eine kritische Bestandsaufnahme. In: ZfE, 3 (1979) 1, S.25-32.

VOGELSANG,INGO : Kohlebeschaffung und Stromabsatz von Elektrizitätsversorgungsunternehmen: eine Fallstudie zur ökonomischen Theorie der Institution. Habil.Schrift. Bonn 1980.

VOLBERG,KARIN : Zur Problematik der Flexibilität menschlicher Arbeit. Düsseldorf 1981.

VOLLMER,RUDOLF J. : Die Strukturen der Elektrizitätsversorgung in den USA. In: Glückauf, 117 (1981) 11, S.671-675.

VORMBAUM,H. : Wechselbeziehungen zwischen den fixen Kosten und dem betriebswirtschaftlichen Elastizitätsstreben. In: ZfB, 29 (1959) 4, S.193-205.

VOSS,ALFRED : Vorgetäuschte Sicherheit durch Energieprognosen. In: Umschau, 80 (1980) 8, S.235-236.

WALASEK,RICHARD ANTHONY : Spatial Variations in Eletricity Demand Elasticies: The Residential, Commercial, and Industrial Demand for Electricity in Substate Regions. Ph. Diss. University of Illinois at Urbana - Champaign 1980.

WALKER,JAMES MARVIN : Empirial Essays in the Residential Demand for Electricity. Ph. Diss. Texas A&M University 1978.

WALLACE,BRUCE - SRB,ADRIAN M. : Leben und Überleben - die Anpassung der Organismen. Stuttgart 1966.

WALTER,NORBERT : Prognosen - Brücken ins Ungewisse. In: Wirtschaftswoche Nr.39 vom 24.9.1982, S.68-74.

WEDEKIND,HARTMUT : Über einige praktische Anwendungen des optimalen adaptiven Vorhersagens. In: Ablauf- und Planungsforschung, 7 (1966) 4, S.175-186.

WEINMANN,HERRMANN : Flexible Absatzplanung im Versicherungsunternehmen. Karlsruhe: 1982.

WEISE,JOCHEN : Der sachlich relevante Markt für Energieversorgungsunternehmen. Köln u.a. 1987. (FIW-Schriftenreihe; Heft 123).

WEISKAM,JÜRGEN : Methoden der Voraussage als Grundlage betrieblicher Planung. Diss. Berlin 1963.

WELGE,MARTIN K. : Unternehmungsführung, Bd.1: Planung. Stuttgart 1985.

WELGE,MARTIN K. : Unternehmungsführung, Bd.2: Organisation. Stuttgart 1987.

WELGE,MARTIN K. - FESSMANN,KLAUS-DIETER : Effizienz, organisatorische. In: HWO, hrsg. v. Erwin Grochla, 8.Aufl. Stuttgart 1980, Sp.577-592.

WERNER,ANDRE : Ein pragmatischer Ansatz zur Beurteilung der Qualität von Software-Produkten. In: AI, 25 (1983) 6, S.242-251.

WHITTAKER,JAMES BENJAMIN : Strategic Planning in a Rapidly Changing Environment. Lexington 1978.

WICHARZ,RALF E. : Die Flexibilität industrieller Produktionsplanung und -steuerung. Düsseldorf 1983.

WIENER,NORBERT : Mensch und Menschmaschine. Frankfurt/M. 1952.

WIGGINS,LYNA L. : Forecasting Demand for Electric Energy: Trends and Future Directions. Ph. Diss. University of California, Berkeley 1981.

WILD,JÜRGEN : Probleme der theoretischen Deduktion von Prognosen. In: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, 126 (1970), S.553-576.

WILD,JÜRGEN : Zur prinzipiellen Überlegenheit theoretisch deduzierter Prognosen. In: Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft, 128 (1972), S.149-155.

WILD,JÜRGEN : Grundlagen der Unternehmungsplanung. 4.Aufl. Opladen 1982.

WILDE,KLAUS D. : Kausale Prognose des Energiebedarfs in der Stadt München im Jahr 2000. In: Proceedings in Operations Research 9 (1979), hrsg. v. J. Schwarze et al., Würzburg - Wien 1979, S. 294-300.

WILDE,KLAUS D. : Langfristprognosen mit statischen Prognosemodellen: der Energiebedarf der Stadt München im Jahr 2000. In: Angewandte Prognoseverfahren, hrsg. v. J. Schwarze, Herne - Berlin 1980, S.345-367.

WILDE,KLAUS D. : Langfristige Prognosen in der strategischen Unternehmensplanung: Methodik und Verfahrensvergleich anhand praktischer Beispiele. In: ZfB, 52 (1982) 10, S.923-940.

WILDER,RONALD P. - WILLENBORG,JOHN F. : Residential Demand for Electricity: A Consumer Panel Approach. In: Southern Economic Journal, 42 (1975), S.212-217.

WILKENING,HANS-RÜDIGER : Theorie der Unternehmung bei rückläufiger Konjunkturentwicklung - Ansätze eines antizipativen Anpassungsverhaltens. Göttingen 1974.

WILLIS,LEE H. - NORTHCOTE-GREEN,J.E.D. : Comparison Tests of Fourteen Distribution Load Forecasting Methods. In: IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 103 (1984) 6, S.1190-1197.

WILSON,JOHN WILLIAM : Residential and Industrial Demand for Electricity: An Empirical Analysis. Ph. Diss. Cornell University 1969.

WILSON,JOHN WILLIAM : Residential Demand for Electricity. In: Quarterly Review of Economics and Business, 11 (1971), S.7-22.

WINJE,DIETMAR : Wachstums- und Anpassungsprozesse in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland. Meisenheim/Glan 1977. (Schriften zur wirtschaftswissenschaftlichen Forschung, Bd.120).

WINKELMANN,E. : Marketing - notwendiger denn je. In: Elektrizität, 17 (1967) 1, S.11-15.

WIRTH,NIKLAUS : Program Development by Stepwise Refinement. In: Communications of the ACM, 14 (1971) 4, S.221-227.

WIRTH,NIKLAUS : Systematisches Programmieren. 4.Aufl. Stuttgart 1983.

WITTE,EBERHARD : Empirische Forschung in der Betriebswirtschaftslehre. In: HWB, hrsg. v. Erwin Grochla u. Waldemar Wittmann, Stuttgart 1974, Sp.1264-1281.

WITTMANN,WALDEMAR : Unternehmung und unvollkommene Information. Köln - Opladen 1959.

WOITHE,G. - GOTTSCHALK,E. : Flexibilität und Variabilität von Maschinenbaubetrieben. In: Fertigungstechnik und Betrieb, 26 (1976) 12, S.706-710.

WOMELDORFF,P.J. (Ed.) : The significance of Assumptions Implied in Long-Range Electric Utility Planning Studies. In: IEEE Transactions on Power Appartus and Systems, 99 (1980) 3, S.1047-1056.

WONNACOTT,THOMAS H. - WONNACOTT,RONALD J. : Regression: A second Course in Statistics. New York 1981.

WOO,CHI-KEUNG : Demand for Electricity of Small Nonresidential Customers under Time-of-Use (TOU) Pricing. In: EJ, 6 (1985) 4, S.115-127.

WOO,CHI-KEUNG - HANSER,PHILIP - TOYAMA,NATE : Estimating Hourly Electric Load with Generalized Least Square Procedures. In: EJ, 7 (1986) 2, S.153-170.

WOOD,ALLEN J.: Corporate Models for Electric Supply Utility Planning. In: Electric Review, 189 (1971) 1, S.11-14.

WOOD,ALLEN J.: Corporate Models in the Electric Utility Industry. In: Modell- und computer-gestützte Unternehmungsplanung, hrsg. v. Erwin Grochla und Norbert Szyperski, Wiesbaden 1973, S.351-362.

WOOD,DOUGLAS - FILDES,ROBERT : Forecasting for Business. London - New York 1976.

WOOD,DOUGLAS - FILDES,ROBERT : Forecasting Quality - The Decision Interface. In: Forecasting and Planning, hrsg. v. Robert Fildes und Douglas Wood, Westmead 1978, S.137-145.

WORLD ENERGY CONFERENCE - Conservation Commission of the World Energy Conference (Hrsg.) : World Energy: Looking Ahead to 2020. London 1978.

YAMAYEE,ZIA A. - HAKIMMASHHADI,HOSSEIN : A Flexible Generation Planning Approach Recognizing Long Term Load Growth Uncertainty. In: IEEE Transactions on Power Appartus and Systems, 103 (1984) 8, S.1990-1996.

YOURDON,EDWARD : Techniques of Program Structure and Design. Englewood Cliffs 1975.

ZAHN,ERICH : Das Wachstum industrieller Unternehmen - Versuch einer Erklärung mit Hilfe eines komplexen dynamischen Modells. Wiesbaden 1971.

ZAHN,ERICH : Strategische Planung zur Steuerung der langfristigen Unternehmensentwicklung. Mannheim 1976.

ZANDER,ERICH : Wege zu flexiblen "Informations-Systemen". In: AGPLAN-Handbuch zur Unternehmensplanung, 2. neue Ausgabe Berlin 1985, Ziffer 7102.

ZARNOWITZ,VICTOR : An Appraisal of Short-Term Economic Forecasts. New York 1967.

ZARNOWITZ,VICTOR : Economic, Prediction and Forecasting. In: International Encyclopedy of Social Science, Vol. XII (1968), S.425-439.

ZEISE,ROLAND : Ausbauplanung in einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen. In: Modellgestützte Planung im Unternehmen, hrsg. v. der DGOR, o.O. 1982, S.11-19.

ZENTES,JOACHIM : Grundbegriffe des Marketing. Stuttgart 1983.

ZENTNER,RENÉ D. : Scenarios, Past, Present and Future. In: LRP, 15 (1982) 3, S.12-20.

ZIEGLER,JÜRGEN : Informationsgestaltung bei Bildschirmmenüs und Bildschirmformularen. In: Software-Ergonomie, hrsg. v. H.-J. Bullinger und Rul Gunzenhäuser, Stuttgart 1986, S.53-70.

ZSCHOCKE,DIETRICH : Betriebsökonometrie. Würzburg - Wien 1974.